

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГЕОСИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ»
(СГУГиТ)

XIII Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2017

Международная научная конференция

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

Т. 1

Сборник материалов

Новосибирск
СГУГиТ
2017

Ответственные за выпуск:

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

Доктор геолого-минералогических наук, академик РАН, председатель Президиума
Кемеровского научного центра СО РАН, Кемерово; научный руководитель Института
нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
А. Э. Конторович

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

Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор АО «СНИИГГиМС», Новосибирск
А. С. Ефимов

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

С26 Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр., 17–21 апреля
2017 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное
дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторожде-
ний полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т.
Т. 1. – Новосибирск : СГУГиТ, 2017. – 337 с.

ISBN 978-5-906948-26-7 (т. 1)

ISBN 978-5-906948-25-0

ISBN 978-5-906948-11-3

В сборнике опубликованы материалы XIII Международного научного конгресса
«Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017», представленные на Международной научной конферен-
ции «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и раз-
работки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология».

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГУГиТ

Материалы публикуются в авторской редакции

УДК 622

ISBN 978-5-906948-26-7 (т. 1)

ISBN 978-5-906948-25-0

ISBN 978-5-906948-11-3

© СГУГиТ, 2017

Сборник включен в систему РИНЦ.

ПРИМЕНЕНИЕ ЯМР-РЕЛАКСОМЕТРИИ ДЛЯ ЭКСПРЕСС-ИЗУЧЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Аман Хаирболдыевич Тураханов

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, e-mail: aman-turakhanov@yandex.ru

Вячеслав Николаевич Глинских

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доктор физико-математических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, зав. лабораторией скважинной геофизики, тел. (383)330-45-05, e-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Владимир Аркадьевич Каширцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, чл.-корр. РАН, главный научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)335-64-23, e-mail: KashircevVA@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 лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Мария Йоновна Шумскайте

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики, тел. (383)330-07-81, e-mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Ядерный магнитный резонанс (ЯМР) сегодня широко используется при лабораторных и скважинных исследованиях для оценки фильтрационно-емкостных свойств нефтегазовых коллекторов. В работе изучаются возможности ЯМР-релаксометрии применительно к изучению физико-химических свойств жидких углеводородов. В частности, метод позволяет проводить экспресс-оценки коэффициента динамической вязкости и группового состава жидких углеводородов. Авторами предложен метод обработки экспериментальных данных, позволяющий выделять различные группы соединений и определять их содержание.

Ключевые слова: ядерный магнитный резонанс, релаксометрия, жидкие углеводороды, реологические свойства, групповой состав.

NMR RELAXOMETRY APPLICATION FOR EXPRESS CHARACTERIZATION OF LIQUID HYDROCARBONS PHYSICOCHEMICAL PROPERTIES

Aman Kh. Turakhanov

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., student, e-mail: aman-turakhanov@yandex.ru

Vyacheslav N. Glinskikh

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., D. Sc., Associate Professor; Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Head of the laboratory of borehole geophysics, tel. (383)330-45-05, e-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Vladimir A. Kashirtsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, D. Sc., Corresponding Member of RAS, Chief Researcher, tel. (383)335-64-23, e-mail: KashircevVA@ipgg.sbras.ru

Elena A. Fursenko

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

Mariya Y. Shumskayte

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Junior Researcher of the laboratory of borehole geophysics, tel. (383)330-07-81, e-mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Nuclear magnetic resonance (NMR) is widely used in laboratory and borehole studies of rock porosity and permeability properties today. The paper is devoted to NMR relaxometry potential study applying to liquid hydrocarbons physicochemical properties investigating. In particular, the method allows one to carry out express estimations of dynamic viscosity coefficient and SARA analysis. Authors suggest a new approach of experimental data processing, which allows evaluating saturates, aromatics, resins and asphaltenes concentration.

Key words: nuclear magnetic resonance, relaxometry, liquid hydrocarbons, rheological properties, SARA analysis.

Ядерный магнитный резонанс (ЯМР) – метод, широко использующийся для изучения свойств, структуры и состояния вещества. Вслед за созданием скважинной аппаратуры импульсного ЯМР [1, 2] метод стал активно применяться в нефтегазовой отрасли для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), структуры порового пространства горных пород, а также типизации пластовых флюидов и оценки их вязкости [3, 4]. Поскольку существующие стандартные геохимические методы изучения углеводородов требуют достаточно много времени, данная работа направлена на изучение возможности использования данных ЯМР-релаксометрии для получения предварительных экспресс-оценок группового состава и вязкости жидких углеводородов.

Измерения образцов нефтесодержащих флюидов с месторождений Западной Сибири выполнены на ЯМР-релаксометре «МСТ-05», который позволяет исследовать не только керновый материал [5, 6], но и нефтесодержащие флюиды [7].

Характерные ЯМР-спектры образцов нефти различной вязкости приведены на рисунке. Непрерывный спектр (рисунок, а) позволяет оценить вязкость

флюида. В качестве параметра, характеризующего непрерывный ЯМР-спектр, широко используется величина среднее логарифмическое T_2^{LM} :

$$T_2^{LM} = \exp \left(\frac{\sum_{i=1}^N \alpha_i T_{2i}}{\sum_{i=1}^N \alpha_i} \right), \quad (1)$$

где T_{2i} – время релаксации для i -й компоненты (мс), α_i – доля i -й компоненты в T_2 спектре.

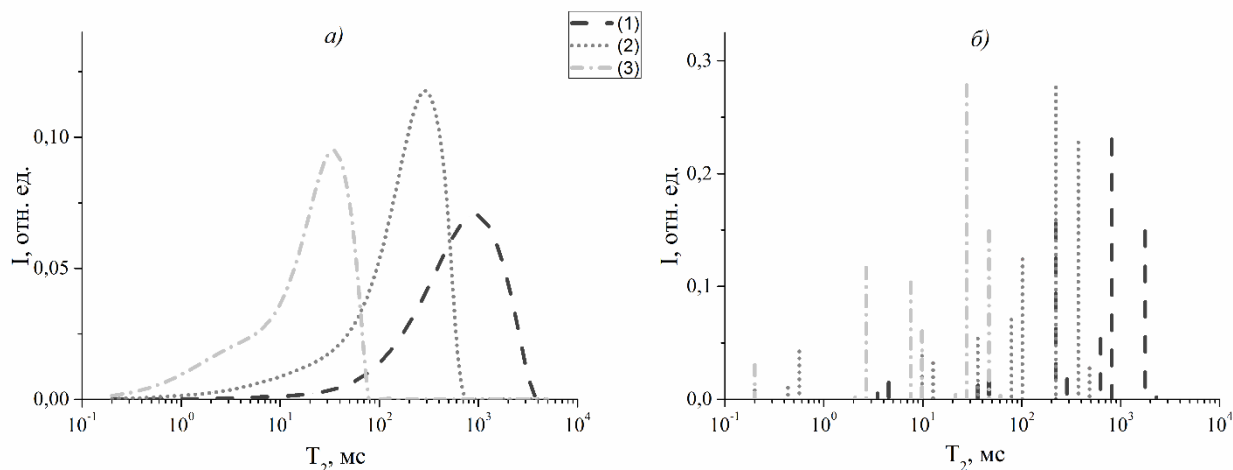


Рис. Непрерывный (а) и дискретный (б) T_2 спектр для образцов нефти разной вязкости. Шифру линий соответствует номер образца. Вязкость образца 1 составляет 1.6 мПа·с, 2 – 9 мПа·с, 3 – 110 мПа·с

Из рисунка, а видно, что ЯМР-спектры образцов нефти зависят от вязкости флюида. На основе всех экспериментальных данных предложено эмпирическое уравнение, связывающее ЯМР-параметр T_2^{LM} и коэффициент динамической вязкости η :

$$\eta = \alpha \frac{T}{T_2^{LM}}, \quad (2)$$

где η – коэффициент динамической вязкости (мПа·с), T – температура, при которой проводятся измерения (°К), T_2^{LM} – среднее T_2 (мс), константа $\alpha = 2.31$. Формула получена в результате аппроксимации экспериментальных данных ($R^2 = 0.95$).

Дискретные ЯМР-спектры образцов нефти различной вязкости приведены на рисунке, б. Полученные результаты позволяют определять соотношение основных групп химических соединений – асфальтенов и смол, ароматических

и насыщенных углеводородов. Возможности применения данного подхода обусловлены тем, что различные группы молекул характеризуются различной молекулярной подвижностью. Асфальтены и смолы представляют собой огромные надмолекулярные структуры, в которых свободное движение спинов затруднено, что приводит к ускорению релаксационных процессов и уменьшению T_2 , соответственно. В случае ароматических и насыщенных углеводородов спины обладают большей подвижностью и, как следствие, характеризуются большими временами T_2 .

Таким образом, ЯМР-релаксометрия демонстрирует себя как экспрессный информативный метод, не изменяющий свойства и структуру образцов флюидов при измерении. В целом ЯМР может использоваться для предварительных оценок реологических свойств и группового состава углеводородов. Дальнейшие исследования направлены на разработку алгоритмов и программ обработки данных ЯМР при изучении жидких углеводородов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Apparatus Including Multi-Wait Time Pulsed NMR Logging Method for Determining Accurate T2-Distributions and Accurate T1/T2 Ratios and Generating a More Accurate Output Record Using the Updated T2-Distributions and T1/T2 Ratios: USA patent № 5486762, patentee Schlumberger, Inc. / R. Freedman, C. E. Morriss; 23.01.1996, USA.
2. Способ каротажа с использованием ядерно-магнитного резонанса и устройство для его осуществления: пат. №2181901 / Е. М. Митюшин, В. Ю. Барляев, Р. Т. Хаматдинов; заявка № 2001101813 от 19.01.2001; опубл. 27.04.2002.
3. Джафаров И. С., Сынгаевский П. Е., Хафизов С. Ф. Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики свойства и распределения пластовых флюидов. – М. : Химия, 2002. – 439 с.
4. Коатес Дж., Хиао Л., Праммер М. Каротаж ЯМР. Принципы и применение / пер. с англ. и тех. ред. П. Е. Сынгаевского. – Хьюстон : Халлибуртон Энерджи Сервисез, 2001. – 439 с.
5. Шумскайте М. Й., Глинских В. Н. Анализ влияния объемного содержания и типа глинистых минералов на релаксационные характеристики песчано-алевритовых образцов керна // Каротажник. – 2015. – № 253. – С. 56–62.
6. NMR relaxometry potential for oil rheological properties evaluation and component composition determination / A. Turakhanov, M. Shumskayte, V. Glinskikh, E. Fursenko // Proceedings of the 8th International Siberian early career geoscientists conference. – Novosibirsk, 2016 – P. 334–335.
7. Шумскайте М. Й., Глинских В. Н. Экспериментальное исследование зависимости ЯМР-характеристик от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления песчано-алеврито-глинистых образцов // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, №10. – С. 1911–1918.

© А. Х. Тураханов, В. Н. Глинских, Е. А. Фурсенко, М. Й. Шумскайте, 2017

МИКРОПАЛЕОНТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА (ОСТРАКОДЫ, ПАЛИНОМОРФЫ) МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ВСКРЫТЫХ СКВАЖИНОЙ, НА О. КУРУНГНАХ (ДЕЛЬТА ЛЕНЫ, СЕВЕРО-ВОСТОК СИБИРИ)

Леонид Борисович Хазин

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 микропалеонтологии, тел. (383)333-29-01, e-mail: HazinLB@ipgg.sbras.ru

Ирина Владимировна Хазина

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)335-64-24, e-mail: KhazinaIV@ipgg.sbras.ru

Ольга Борисовна Кузьмина

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)335-64-24, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Микрофаунистическим и палинологическим методами изучены многолетнемерзлые отложения, вскрытые скважиной на о. Курунгнах в дельте р. Лены. Выявленные палинокомплексы и комплекс остракод сопоставлены с комплексами, установленными ранее в естественном разрезе, расположенном в том же регионе. Согласно полученным данным, суглинки инт. 10,58–13,54 м формировались в позднем плейстоцене, а суглинки инт. 1,58–10,3 м – в раннем голоцене.

Ключевые слова: остракоды, палинология, плейстоцен, голоцен, остров Курунгнах, дельта Лены, северо-восток Сибири.

MICROPALEONTOLOGICAL CHARACTERISTIC (OSTRACODS, PALYNOMORPHS) OF PERMAFROST DEPOSITS IN BOREHOLE ON KURUNGNAKH ISLAND (LENA DELTA, NORTHEAST SIBERIA)

Leonid B. Khazin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Micropaleontology, tel. (383)333-29-01, e-mail: HazinLB@ipgg.sbras.ru

Irina V. Khazina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Paleontology and Stratigraphy of Mesozoic and Cenozoic, tel. (383)335-64-24, e-mail: KhazinaIV@ipgg.sbras.ru

Olga B. Kuzmina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Paleontology and Stratigraphy of Mesozoic and Cenozoic, tel. (383)335-64-24, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Ostracods and pollen analyzes was carried out on samples from permafrost deposits obtained from core on the Kurungnakh Island (delta of Lena River). Ostracod and pollen association correlated with early-established complexes in the same region. According to received data, was investigated that loams from 10,58–13,54 m were formed in the Late Pleistocene, and loams from 1,58–10.3 m – in Early Holocene.

Key words: ostracods, palynology, Pleistocene, Holocene, Kurungnakh Island, Lena Delta, Northeast Siberia.

В 2015 году в рамках российско-германского проекта была пробурена скважина глубиной 24,5 м в районе НИС «о. Самойловский» в южной части о. Курунгнах, в аласе, примыкающем к оз. Удачное. Целью настоящего исследования явилось биостратиграфическое расчленение вскрытых многолетне-мерзлых отложений и определение их возраста.

Литология. Нижняя часть разреза, вскрытого скважиной, представлена мерзлыми среднезернистыми массивными песками с прослоем суглинков в средней части. Мощность пачки – 4 м.

Выше залегает пачка мерзлых уплотненных суглинков массивной текстуры с маломощным прослоем серых среднезернистых песков. Верхняя часть (до 4 м) имеет включения прозрачного льда в виде прожилок, линз, создавая слоистые и сетчатые криогенные текстуры. В нескольких местах отложения секут наискосок жилы прозрачного льда. Местами встречаются наклонные, параллельные друг другу жилы прозрачного льда толщиной до 7 мм. Ниже 4 м льдистость представлена преимущественно прожилками непрозрачного льда. Мощность пачки – 12.4 м.

Верхняя часть разреза представлена 60-сантиметровым слоем торфа.

Остракоды были обнаружены во второй пачке, в толще суглинков (инт. 11,24–12,98 м). Таксономический состав очень разнообразен (рисунок), представлен видами *Limnocytherina sanctipatricii* (Brady et Robertson), *Limnocythere goersbachensis* Diebel, *L. falcata* Diebel, *L. sp.*, *Leucocythere mirabilis* Kaufmann, *Fabaeformiscandona tricatricosa* (Diebel et Pietrzeniuk), *F. harmsworthi* (Scott), *F. levanderi* (Hirschmann), *Ilyocypris lacustris* Kaufmann, *I. cf. bradyi* Sars, *Candona muelleri jakutica* Pietrzeniuk, *Candona sp.*, *Candoninae spp. juv.*, *Tonnacypris glacialis* (Sars), *Eucypris dulcifons* Diebel et Pietrzeniuk. Доминируют в ассоциации виды *Limnocytherina sanctipatricii*, *Ilyocypris lacustris* и ювенильные стадии подсемейства *Candoninae*. Аналогичная ассоциация остракод была установлена в образцах из естественного обнажения в урочище Мамонтовый Хаята (Быковский полуостров) [1] с глубин 8,8–22,0 м, этот интервал продатирован и имеет возрастной диапазон от 48 000 до 34 000 л. н. Таким образом, можно предположить, что отложения из интервала 11,24–12,98 м накапливались в терминальной стадии позднего плейстоцена в эпоху каргинского интерстадиала. Все обнаруженные виды являются холодо-стенотермными или олиготермофильными формами, т. е. живущими исключительно в холодных водах или предпочитающими таковые. Внутри содержащего остракод интервала выделяется уровень 11,78–11,87 м, характеризующийся отсутствием раковин и высоким содержани-

ем растительных остатков. Вероятно, здесь происходило существенное измельчение и зарастание водоема. В остальном условия существования водоема были, по всей видимости, достаточно стабильные, на что указывает высокое таксономическое разнообразие остракод.

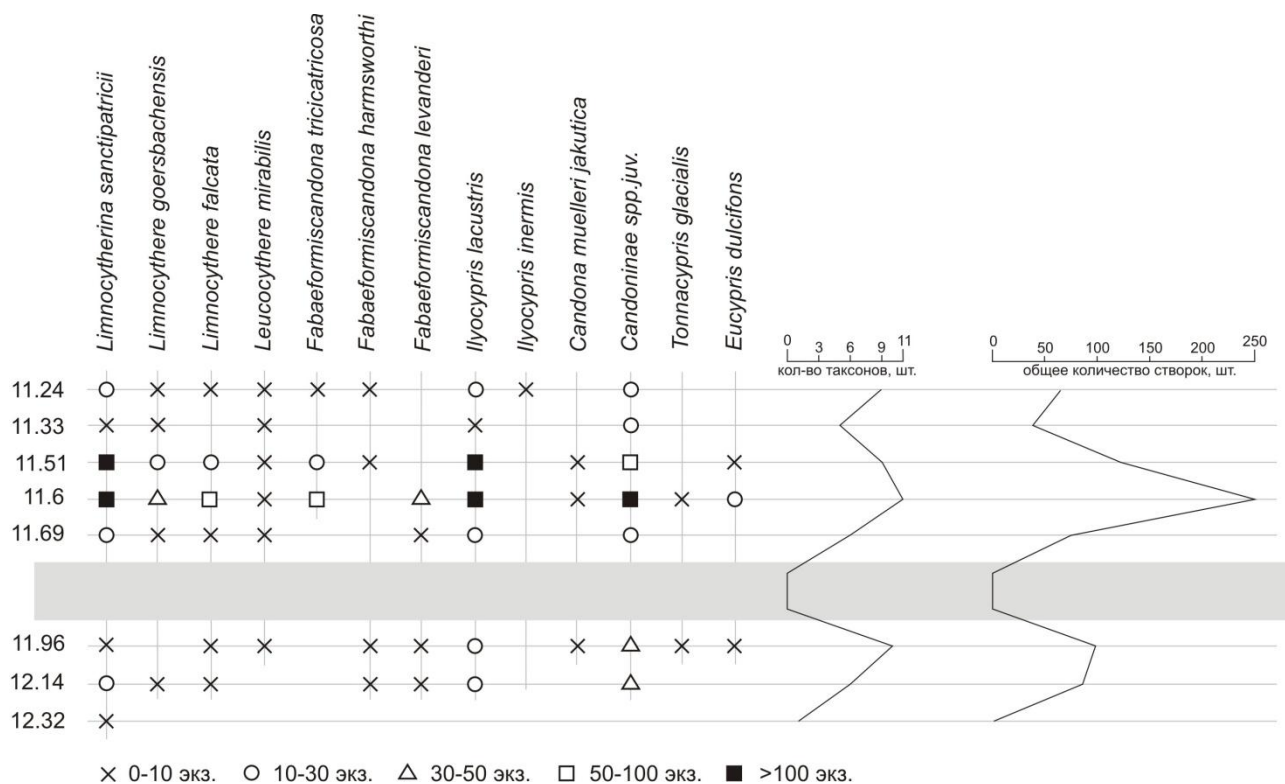


Рис. Диаграмма распределения остракод в образцах

Палинологические данные. Суглинки с инт. 0,92–1,58 м характеризуются высоким содержанием (более 50 % в палинокомплексе) спор, среди которых доминируют споры Bryales, субдоминант – *Sphagnum* sp., в незначительных количествах отмечены *Lycopodiaceae*, *Polypodiaceae*, *Encalypta* sp. Интервал также отличается значительным содержанием непыльцевых палиноморф, среди которых преобладают диатомовые. В незначительных количествах отмечены *Pediastrum boryanum* (Turp.) Menegh., *Pediastrum* sp., *Zygnemataceae*, *Ovoidites* sp., *Botryococcus* sp., *Fungi*, *Glomus* sp., *Pseudoshizaea*, челюстные аппараты и яйца беспозвоночных, почвенные клещи. В незначительных количествах отмечена пыльца древесно-кустарниковых – *Betula* sect. *Nanae*, *Betula* sect. *Albae*, *Alnus* sp., *Pinus* sp., *P. s/g* *Harpoxylon*, *P. s/g* *Diploxylon*, *Picea* sp. Пыльцы травянисто-кустарниковых также немного, она принадлежит *Ericaceae*, *Caryophyllaceae*, *Poaceae*, *Paraperaceae*, *Asteraceae*, *Artemisia* sp., *Onagraceae*, *Saxifragaceae*, *Thalictrum* sp. Состав палинокомплекса указывает на существование открытого тундрового ландшафта с высокой степенью увлажненности.

Суглинки в инт. 1,58–7 м характеризуются палинокомплексом с *Betula* spp., *Alnus* sp., *Ericaceae*, *Sphagnum* sp. Примерно в равных долях в палинокомплексе

представлены пыльца древесно-кустарниковых и споры. Среди первых преобладает пыльца *Betula* spp., *Betula* sect. *Nanae*, в подчиненном количестве пыльца *Alnus* sp., *Alnus fruticosa*-type, единична пыльца *Salix* sp. В составе спор доминирует *Sphagnum* sp., субдоминантом являются споры *Bryales*, в незначительных количествах отмечены споры *Polypodiaceae*, *Lycopodiaceae*, *Selaginella rupestris* (L.) Spring, *Encalypta* sp. В группе травянисто-кустарничковых преобладает пыльца *Ericaceae*, в незначительных количествах отмечена пыльца *Apiaceae*, *Asteraceae*, *Artemisia* sp., *Caryophyllaceae*, *Cyperaceae*, *Thalictrum* sp., *Roaceae*, *Onagraceae*, *Saxifragaceae*. Непыльцевые палиноморфы принадлежат *Pediastrum boryanum* (особенно многочисленен на глуб. 2,9 м), *Pediastrum* sp., *Zygnemataceae*, *Ovoidites* sp., *Botryococcus* sp., *Fungi*, *Glomus* sp.

Суглинки в инт. 7–10,3 м характеризует палинокомплекс с *Betula* spp., *Alnus* sp., *Ericaceae*. Его отличает низкое содержание спор по сравнению с предыдущим палинокомплексом. Среди последних чаще отмечается *Sphagnum*, единично присутствуют *Lycopodiaceae*, *Polypodiaceae*, *Botrychium* sp., *Selaginella rupestris*. Доминирующая роль в комплексе принадлежит пыльце древесно-кустарниковых, среди которых преобладает пыльца берез – *Betula* sect. *Nanae*, *Betula* sect. *Albae*, субдоминантом является пыльца *Alnus* sp., *Alnus fruticosa*-type, единично присутствует *Salix*. Пыльца травянисто-кустарничковых не очень разнообразна таксономически, в этой группе по-прежнему доминирует пыльца *Ericaceae*, в незначительных количествах отмечены *Caryophyllaceae*, *Roaceae*, *Asteraceae*, *Artemisia* sp., *Onagraceae*.

Полученные палинологические данные позволяют предположить, что во время формирования отложений, вскрытых в инт. 1,58–10,3 м, на рассматриваемой территории была распространена растительность кустарничковой тундры. Палинокомплексы, выявленные из суглинков инт. 1,58–10,3 м, коррелируются с палинокомплексом зоны PZ 4, выделенной в разрезе четвертичных отложений на о. Курунгах [2], разрез расположен в непосредственной близости от изученной нами скважины. Увеличение содержания пыльцы *Alnus fruticosa*-type, *Betula* sect. *Nanae*, *B. sect. Albae* и *Ericales* в спектрах зоны PZ 4 связано с раннеголоценовым потеплением, отложения формировались около 8 тыс. л. н. [2].

Инт. 10,3–10,58 м отличается низким содержанием палиноморф.

Из суглинков с гл. 10,58–13,54 м выявлен богатый палинокомплекс с высоким содержанием пыльцы травянисто-кустарничковых и микрофитопланктона. Доминанты трав в спектрах меняются, но в целом доминирует пыльца *Artemisia* sp., *Cyperaceae*, *Roaceae*; в меньших количествах представлена пыльца *Caryophyllaceae*, *Asteraceae*, *Thalictrum* sp., *Polygonum bistorta*-type, *Saxifragaceae*, *Ranunculaceae*, *Valeriana* sp., *Polemonium* sp., *Apiaceae*, *Papaveraceae*, *Rubus chamaemorus* L. и др. Также для комплекса характерно высокое содержание микрофитопланктона: *Pediastrum boryanum*, *P. integrum* Nägeli, *P. simplex* Meyen, *Pediastrum* sp., *Botryococcus* sp., *Ovoidites* sp., *Zygnemataceae*. Содержание пыльцы древесно-кустарниковых растений незначительно, пыльца принадлежит следующим таксонам: *Betula* sect. *Nanae*, *Betula* sect. *Albae*, *Betula* spp., *Alnus* sp., *Alnus fruticosa*-type, *Salix*, *Pinus* spp., *Picea* sp. Также в комплексе от-

мечены немногочисленные споры: *Lycopodium annotinum*-type, *L. clavatum*-type, Bryales, *Selaginella rupestris*, Polypodiaceae, *Sphagnum* sp., *Encalypta* sp.

Палинокомплекс отражает безлесную растительность с преобладанием открытых пространств, занятых степными и тундровыми ассоциациями. Высокое содержание водорослей *Pediastrum* и колоний *Botryococcus* указывают на существование неглубокого, пресноводного, относительно теплого водоема. Выделенный палинокомплекс (инт. 10,58–13,54 м) хорошо сопоставляется с палинокомплексами зон PZ 1 и PZ 2, установленных в естественном разрезе на о. Курунгнах [2]. Отложения, содержащие палинокомплексы PZ 1 и PZ 2, согласно данным радиоуглеродного анализа [2], формировались в интервале 45 500–32 000 л. н. и, согласно схеме [3], относятся к каргинскому горизонту.

Пески, суглинки, вскрытые в инт. 13,54–16,8 м, практически не содержат спор и пыльцы. Единично отмечены пыльцевые зерна хвойных, переотложенные из дочетвертичных осадков. Только в суглинках на гл. 14,66 м присутствуют споры и пыльца в незначительных количествах. Чаше других отмечена пыльца древесно-кустарниковых *Betula* sect. *Nanae*, *Betula* sect. *Albae*, *Alnus* sp. Единично представлены пыльцевые зерна хвойных *Picea* sp., *Pinus sylvestris*, *Pinus* s/g *Harpoxylon*, травянисто-кустарниковых *Ericaceae*, *Caryophyllaceae*, *Roaceae*, а также споры *Sphagnum* sp., Bryales, Polypodiaceae.

Таким образом, выявленные ассоциации остракод и палинокомплексы позволяют отнести суглинки инт. 10,58–13,54 м к каргинскому горизонту; согласно палинологическим данным, суглинки инт. 1,58–10,3 м с большой долей вероятности формировались в раннем голоцене. Установлено, что во время формирования отложений интервала, содержащего остракоды, озеро сильно мельчало (возможно пересыхало), что, учитывая резкость этого события, вероятно, указывает на небольшую глубину водоема. Это событие нашло отражение и в палиноспектрах – для интервала характерно отсутствие микрофитопланктона и повышенное содержание ксерофитной пыльцы *Artemisia*.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Wetterich S., Schirrmeister L., Pietrzeniuk E. Freshwater ostracodes in Quaternary permafrost deposits in the Siberian Arctic // *Journal of Paleolimnology*. – 2005. – Vol. 34. – P. 363–376.
2. Palaeoenvironmental dynamics inferred from late Quaternary permafrost deposits on Kurungnakh Island, Lena Delta, Northeast Siberia, Russia / S. Wetterich., S. Kuzmina, A. A. Andreev et al. // *Quaternary Science Reviews*. – 2008. – Vol. 27. – P. 1523–1540.
3. Унифицированная стратиграфическая схема четвертичных отложений Средней Сибири и Таймыра [Карты]. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2010. – 15 л.

© Л. Б. Хазин, И. В. Хазина, О. Б. Кузьмина, 2017

ОЦЕНКА МАСШТАБОВ КАРБОНАТИЗАЦИИ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Петр Александрович Ян

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

Людмила Галериевна Вакуленко

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

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, доцент, зав. лабораторией геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)363-80-41, e-mail: ErshovSV@ipgg.sbras.ru

Остан Дмитриевич Николенко

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

Наталья Ивановна Шестакова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)363-80-42, e-mail: ShestakovaNI@ipgg.sbras.ru

По результатам исследования кернового материала и анализа данных ГИС выполнена визуализация масштабов развития постседиментационной карбонатизации меловых коллекторов одного из газовых месторождений севера Западно-Сибирской НГП. В результате было установлено, что для большинства рассмотренных песчано-алевритовых пластов в пределах месторождения вторичная карбонатизация имеет выраженную латеральную зональность.

Ключевые слова: Западная Сибирь, постседиментационные изменения, нефтегазоносность, коллектор, резервуар.

ASSESSMENT OF THE CARBONATIZATION EXTENT OF TERRIGENOUS RESERVOIR ROCKS

Peter A. Yan

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Associate Professor, Head of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

Luidmila G. Vakulenko

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

Sergey V. Ershov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Head of the laboratory Petroleum Geology of the Arctic regions of Siberia, tel. (383)363-80-41, e-mail: ErshovSV@ipgg.sbras.ru

Ostap D. Nikolenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Engineer of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: NikolenkoOD@ipgg.sbras.ru

Nataliya I. Shestakova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Chief Engineer of the laboratory Petroleum Geology of the Arctic regions of Siberia, tel. (383)363-80-42, e-mail: ShestakovaNI@ipgg.sbras.ru

Spatial visualization of postsedimentation carbonatization extent of the Cretaceous reservoirs rocks on one of the gas fields of Northern West Siberia according to the results of the study of core material and analysis of GIS-data was carried out. It was found that secondary carbonatization has a distinct lateral zonation for most sandy-silt layers within the field.

Key words: Western Siberia, postsedimentary changes, oil-and-gas content, reservoirs.

Постседиментационные изменения терригенных пород играют важную, порой определяющую роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и литологической неоднородности резервуаров. Наиболее полную информацию о степени и характере преобразования дают детальные и всесторонние исследования непосредственно образцов горных пород. Однако в связи с ограниченным объемом отбора кернового материала на закрытых территориях достоверно определить пространственные закономерности распространения постседиментационных изменений часто не представляется возможным.

Процессом, оказывающим наиболее сильное влияние на пористость и проницаемость гранулярных коллекторов и являющимся наиболее распространенным в мезозойских нефтегазоносных комплексах Западной Сибири, является карбонатизация алеврито-песчаных пород. Вопросы постседиментационного карбонатообразования в мезозойских отложениях Западной Сибири с разных позиций рассматривали Т. И. Гурова, Е. А. Жуковская, О. Г. Зарипов, Н. М. Недоливко, Г. Н. Перолио, Е. А. Предтеченская, Р. С. Сахибгареев, И. Н. Ушатинский, О. А. Черников и другие. Многие исследователи указывали на то, что карбонатизированные породы контрастно выделяются по данным ГИС, однако использовал эту возможность для площадного анализа распространения карбонатных тел на практике, кажется, только В. Н. Высоцкий с соавторами [1].

Локализация карбонатизированных песчано-алевритовых пород может быть проявлена в различных формах. С определенной долей упрощения их можно разделить на три группы: а) несплошные мелкие и крупные конкреционные образования, часто концентрирующиеся послойно; б) пластообразные сплошные тела, образованные за счет интенсивного развития карбоната по проницаемым песчано-алевритовым пластам; в) выделения карбонатов, приуроченные к субвертикальным и наклонным дизъюнктивным нарушениям, не имеющие отчетливой латеральной распространенности.

Образование первых начиналось на ранних стадиях диагенеза, вторые являются преимущественно результатом катагенетических преобразований, третьи рассматриваются как результат наложенного эпигенеза. Необходимо отметить, что разделить эти типы карбонатных тел по данным бурения возможно далеко не всегда. Кроме того, очевидно, что в определенных условиях песчано-алевритовые породы могут последовательно подвергаться карбонатизации нескольких стадий и, соответственно, морфология тел будет сложная.

Отличительной особенностью карбонатных и карбонатизированных тел является высокое удельное электрическое сопротивление. Это позволяет уверенно выделять карбонатные и карбонатизированные прослои в терригенных разрезах по данным каротажа. Достоверное выделение уровней с цепочками конкреций, которые могут достигать размеров в первые метры, возможно только при наличии серии разноглубинных зондов [1], которые в материалах бурения старых скважин присутствуют далеко не всегда.

На основе предварительно выполненного расчленения и корреляции нижнемеловых отложений одного из газовых месторождений северной части Западно-Сибирского бассейна была проведена попытка визуализации вторичной карбонатизации потенциально продуктивных пластов-коллекторов. В основании изученного разреза на этом месторождении выделяется ахская свита (берриас-нижний готерив) мощностью 440–570 м, представленная чередованием морских глинистых пачек и песчаных пластов, которые индексируются как БГ₁₂–БГ₁₉ и имеют толщины от 3–12 до 8–67 м. Вышележащая нижнетанопчинская подсвита (верхи нижнего готерива – нижний апт) толщиной 255–300 м представлена преимущественно дельтовыми и прибрежно-морскими, реже морскими и континентальными отложениями. Здесь выделяются пласты ТП₁₅–ТП₂₆ (толщины от 1–11 до 40–62 м) и БГ₁₀–БГ₁₁ (толщины от 10–18 до 18–29 м). Верхнетанопчинская подсвита (средний-верхний апт) мощностью 660–795 м имеет преимущественно континентальный генезис и представлена чередованием алеврито-песчаных пластов ТП₁–ТП₁₄ (толщиной от 1–13 до 86–132 м), алеврито-глинистых пачек и прослоев углей. Яронгская свита (нижний-средний альб) мощностью 200–240 м представлена морскими отложениями. Здесь выделяются песчано-алевритовые пласты группы ХМ (толщиной от 5–7 до 23–31 м), разделенные глинистыми пачками. Венчает рассматриваемую часть разреза марресалинская свита (средний-верхний альб – сеноман) мощностью 415–500 м, представленная чередованием песчаных пластов группы ПК (толщины от 13–57 до 116–166 м) и алеврито-глинистых пачек преимущественно континентального генезиса.

Петрографические исследования кернового материала показали, что кальцит, редко незначительно развитый доломит формируют в песчано-алевритовых породах поровый, порово-базальный и базальный цемент разной степени кристалличности, до крупнокристаллического пойкилитового. Значительные концентрации сидерита отмечены лишь в единичных образцах. При карбонатизации происходит заполнение открытого порового пространства, а также коррозия и замещение обломочного материала вплоть до реликтов и полного исчезновения последнего. Содержание аутигенных карбонатных минералов нередко достигает 40–50, иногда 70–80 %. По исследованной выборке образцов мезозойских песчано-алевритовых

пластов-коллекторов вариации значений пористости некарбонатизированных пород составили 8–24,5 % (в среднем 14,6 %), проницаемости – $0,06\text{--}401,2 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ (в среднем $9,2 \times 10^{-15} \text{ м}^2$). Для пород с содержанием карбонатного цемента более 20 % эти характеристики выглядят следующим образом: пористость – 1,1–11,2 % (в среднем 5,0 %), проницаемость – $0,001\text{--}0,49 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ (в среднем $0,08 \times 10^{-15} \text{ м}^2$).

На корреляционных профилях выделялись интервалы с повышенными значениями кажущегося электрического сопротивления. Эти интервалы сопоставлялись с результатами исследования кернового материала и данными радиоактивного каротажа (ГК, НГК). Отбраковывались углистые прослои, особенно распространенные в разрезе верхнетанопчинской подсвиты. Далее проводилась оценка доли карбонатизированных прослоев от общей толщины пласта, результаты которой наносились на схемы обстановок осадконакопления и суммарных толщин песчаников по отдельным пластам. Выполненный анализ распределения геофизических характеристик в разрезах изучаемых скважин показал, что в интервалах карбонатизированных пластов диаметр скважины близок к номинальному. Метод гамма-каротажа не позволяет однозначно выделить такие пласты в разрезе. Его показания составляют около 4.5 мкР/ч, что не всегда отличается от пород, залегающих выше и ниже по разрезу. По данным нейтронного гамма-каротажа, выраженных аномалий не наблюдается, соответствующие значения близки к 1.5 у.е. По комплексу методов скважинной электрометрии карбонатизированные пласты идентифицируются наиболее достоверно. Так, по данным градиент-зонда метода кажущихся сопротивлений, значения УЭС на интервалах вторичных карбонатов максимальны и достигают 150–200 Ом·м. Кажущаяся проводимость по методу индукционного каротажа, в свою очередь, близка к минимальным значениям в пластах БГ₁₀, БГ₁₁ и достигает 70 мСм/м в пластах ТП.

В результате установлено, что для большинства рассмотренных песчано-алевритовых пластов в пределах месторождения масштабы вторичной карбонатизации имеют выраженную латеральную зональность. В большинстве случаев суммарная толщина карбонатизированных прослоев не превышает 20 % от общей толщины пласта. Только в одном пласте верхнетанопчинской подсвиты выявлена узкая субмеридиональная полоса повышенной карбонатизации, которую можно связать с влиянием разломов, имеющих на этом месторождении также субмеридиональное простирание. В остальных случаях влияние дизъюнктивных нарушений неочевидно. Наиболее масштабной карбонатизации подвержены пласты БГ₁₀ и БГ₁₁ (суммарная толщина карбонатных прослоев достигает 55–60 %), которые формировались в обстановках дельтовой равнины и фронта дельты. Наименьшее распространение карбонатизация получила в песчаных пластах верхнетанопчинской подсвиты и марресалинской свиты, имеющих преимущественно аллювиальный русловой и пойменные генезис, и яронгской свиты, представленной морскими отложениями.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Высоцкий В. Н., Сидоренко А. И., Людофун Ф. Н. Неоднородность литологически экранированных залежей углеводородов, обусловленная карбонатными конкрециями // Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1979. – Вып. 144. – С. 47–52.

© П. А. Ян, Л. Г. Вакуленко, С. В. Еришов, О. Д. Николенко, Н. И. Шестакова, 2017

ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА В ПОРОДАХ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА ПРИУРАЛЬСКОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА

Елена Владимировна Пономарева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)363-91-93, e-mail: PonomarevaEV@ipgg.sbras.ru

На основе интерпретации данных радиоактивного и электрического каротажа с использованием зависимости «керна-ГИС» выявлено распределение органического углерода (C_{org}) в породах баженовского горизонта на территории приуральской части Западной Сибири. Современные концентрации C_{org} в породах были предопределены палеогеографическими обстановками накопления осадков. В зоне развития тутлеймской свиты породы содержат 6–8 % C_{org} , в пределах мулымьинской свиты – 3–6 %, в нижнеданиловской подсвите – 0,5–3 %.

Ключевые слова: баженовский горизонт, органический углерод, Западно-Сибирский осадочный бассейн, палеогеография.

PALEOGEOGRAPHY AND ORGANIC CARBON DISTRIBUTION IN THE BAZHENOV SOURCE ROCKS WITHIN THE EASTERN SLOPE OF THE URALS (CIS-URALS) OF THE WEST SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN

Elena V. Ponomareva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Junior Researcher, tel. (383)363-91-93, e-mail: PonomarevaEV@ipgg.sbras.ru

Based on the interpretation of radioactivity log data and electrical resistivity of rocks and using the relationship between core and well log data, the paper studies total organic carbon (TOC) distribution within the Bazhenov horizon in the Cis-Ural region of Western Siberia. Modern TOC concentrations in the Bazhenov source rocks are known to be predetermined by the sedimentary paleogeography. Average TOC content is found to be 6–8 % in the Tutley Formation Development Zone, and 3–6 % in the Mulym'ya Formation, whereas in the lower Danilovskoye Subformation it ranges from 0.5 to 3 %.

Key words: Bazhenov horizon, organic carbon, West Siberian sedimentary basin, paleogeography.

Изучение приуральской части Западно-Сибирского осадочного бассейна было начато в 50–60-е годы прошлого века. Результатом проведенных поисково-разведочных работ стало открытие месторождений нефти и газа в юрских, меловых отложениях и в НГГЗК на территории Березовского, Шаимского и Краснотуркменского нефтегазоносных районов [1]. В последнее время в связи с исчерпанием фонда крупных структур в центральных и северных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна возрос утраченный в 60-е годы интерес к проблеме изучения нефтеносности восточного склона Урала. Появление но-

вых данных геолого-разведочных работ позволяет существенно расширить представление о строении, литологии и геохимических характеристиках отложений с целью оценки перспектив нефтегазоносности территории.

По данным геохимических показателей, источником аллохтонных битумоидов и нефтей разных стратиграфических уровней Приуралья является морское планктоногенное (реже бактериогенное) сапропелевое органическое вещество (ОВ) с примесью липидных компонентов высшей наземной растительности, приуроченное к породам баженовского горизонта центральных и периферийных областей осадочного бассейна [2]. На территории исследования баженовский горизонт представлен тутлеймской (нижняя часть), мулымьинской (нижняя часть) и даниловской (верхняя подсвита) свитами [3].

Углеродистые (битуминозные) толщи морского генезиса в различных районах мира характеризуются сходным составом минеральных компонентов (для них типичны окремненность, высокие концентрации U, P, Cu, Mo, V, Ni, Pb, Co, редких земель) и однообразным составом ОВ на сравнимой стадии катагенеза, представленного коллоальгинитом с бедностью видового состава исходных водорослей (преимущественно сине-зеленых и акритарх) [4].

Цель работы – на основе интерпретации материалов ГИС оценить содержание в разрезе и распределение по площади современных концентраций органического углерода в породах баженовского горизонта в зависимости от условий осадконакопления верхнеюрско-нижнемеловых отложений в Приуральской части Западно-Сибирского бассейна.

Фактическим материалом послужили данные геофизических методов исследования в 500 глубоких скважинах и опубликованная литература по геохимии ОВ, литологии и палеогеографии волжско-берриасских отложений.

В работе построение диаграмм распределения органического углерода ($C_{орг}$) в скважинах в интервале волжско-берриасских отложений основано на использовании зависимости «керн–ГИС», полученной в ИНГГ СО РАН:

$$C_{орг} = x * \lg(\Gamma Кп) + y * \lg(БКп) - z,$$

где x, y, z – коэффициенты, вычисленные на основе корреляции лабораторных измерений $C_{орг}$ от значений естественной радиоактивности (ЕР) и сигналов удельных электрических сопротивлений (УЭС); значения пластовых замеров: $\Gamma Кп$ – по ГК; $БКп$ – по БК.

Методический подход, примененный в работе, предложен первоначально И. И. Плуманом [5] и позже использовался при построении карт $C_{орг}$ В. В. Хабаровым (1980 г.), В. И. Москвиным (1984 г.), В. А. Конторовичем (2002 г.) – для пород баженовского горизонта в разных частях Западной Сибири.

Образование осадков баженовского горизонта Западно-Сибирского осадочного бассейна проходило в условиях максимума трансгрессии моря эвстатической природы с некомпенсированным осадконакоплением [6, 7], наступившей со стороны Арктического бассейна, при этом часть Полярного

и Приполярного Урала получили непосредственное соединение с Печорским морем [8].

Объектами денудации в западной части морского бассейна были холмогорья Палео-Урала с высотами до 500 м и низменная денудационная равнина Казахской складчатой страны с абсолютными отметками 0–200 м. Накопление глинистого материала в бассейне происходило одновременно с привносом продуктов химического разрушения пород из кор выветривания, обеспечивавшим массовое развитие биогенных форм [7].

Территория исследования в волжский век находилась в пределах разных палеогеографических областей морского осадконакопления. Наиболее глубоководные осадки отлагались на востоке, где распространена баженовская свита (рисунок) с содержанием $C_{орг}$ в породах 8–15 % [9].

Зона перехода баженовской свиты в тутлеймскую протягивается в субмеридианальном направлении (Апрельская, Средне-Назымская, Восточно-Камская, Заозерная площади и др.) вдоль сочленения Мансийской синеклизы и Краснотинской мегамоноклизы. Накопление тонкоотмученных осадков тутлеймской свиты с $C_{орг}$ в породах 6–8 % шло в зоне мелкого моря на глубинах 100–200 м. Органический мир был представлен планктонными, нектонными и бентосными организмами. В отложениях встречаются фосфоритовые конкреции, прослои радиоляритов, остатки рыб, отпечатки двустворчатых и головоногих моллюсков [7, 10].

Переход тутлеймской свиты в мулымьинскую отмечается при снижении средних содержаний $C_{орг}$ в породах менее 6 % (Крестьянская, Кушьюхская, Хангакуртская, Яхлинская, Потанайская и др. площади).

В зоне мелкого моря с глубинами 25–100 м накапливались кремнисто-глинистые осадки мулымьинской свиты, местами известковистые с большим количеством кокколитов. Концентрации $C_{орг}$ в породах свиты 3–6 %. В отложениях присутствуют остатки радиолярий, конкреции фосфоритов, чешуя рыб, редко – двустворки и аммониты [7, 10].

По мере приближения к окраинам бассейна мулымьинская свита переходит в нижнеданиловскую подсвиту с концентрациями $C_{орг}$ в породах менее 2–3% (Даниловская, Северо-Даниловская, Тальниковая площади). Образование осадков подсвиты происходило в прибрежной части моря на глубинах менее 25 м. Малоуглеродистые глинистые осадки с остатками раковин двустворок и брахиопод опесчанивались в пределах локальных поднятий [7].

Таким образом, на основе интерпретации данных ГК и БК для каждой скважины в пределах территории исследования построены диаграммы распределения $C_{орг}$ в породах баженовского горизонта. Согласно полученным результатам, выявлено уменьшение современных концентраций $C_{орг}$ в верхнеюрско-меловых отложениях в направлении от центральных районов к периферии, что подтверждает выявленную другими авторами закономерность распределения $C_{орг}$ в Западно-Сибирском осадочном бассейне, полученную по аналитическим данным [11, 12].

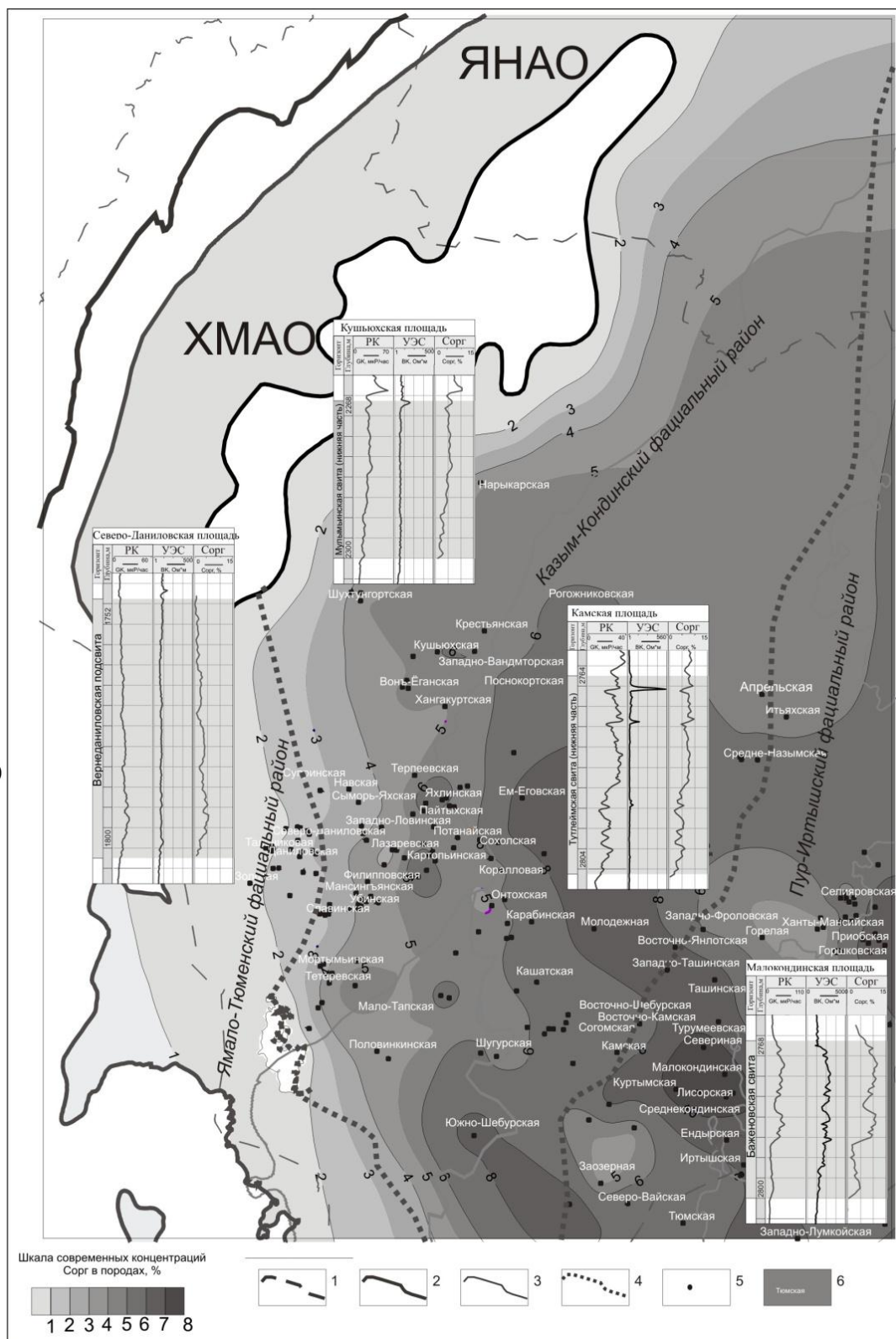


Рис. Карта средних концентраций органического углерода в породах баженовского горизонта Приуральской части Западно-Сибирского осадочного бассейна:

1–4 – границы: 1 – административная; 2 – юрских отложений; 3 – распространения баженовского горизонта; 4 – фацальных районов. 5 – скважина; 6 – площадь

Концентрация $C_{\text{орг}}$ в породах баженовского горизонта в Приуральской части изменяется от 6–8 % (в зоне распространения тутлеймской (нижняя часть)) и 3–6 % (мулымьинской (нижняя часть)) свит, сформированных в зоне мелкого моря с глубинами: 100–200 м и 25–100 м соответственно. Снижение концентраций $C_{\text{орг}}$ менее 2–3 % отмечается в нижнеданиловской подсвете, осадки которой отлагались в прибрежной части моря с глубинами менее 25 м.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Перспективы нефтегазоносности юры северо-восточного Приуралья (по данным геохимических исследований пластовых вод) / А. Э. Конторович, В. И. Москвин, В. П. Данилова и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 1. – С. 66–77.
2. Генезис нефтей Шаимского нефтегазоносного района / В. И. Москвин, В. П. Данилова, Е. А. Костырева и др. // Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района : сб. науч. статей. – Урай-Тюмень, 2002. – С. 183–192.
3. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск : СНИИГГиМС, ИГНГ СО РАН, 2004.
4. Неручев С. Г. Взаимосвязь эпох накопления органического вещества и урана с рубежами развития органического мира // Геохимия современных и ископаемых осадков. – М. : Наука, 1982. – С. 5–15.
5. Плуман И. И. Ураноносность черных аргиллитов волжского яруса Западно-Сибирской плиты как критерий геохимических условий осадконакопления // Геохимия. – 1971. – Т. 9. – С. 1138–1143.
6. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. – М. : Недра, 1975. – 680 с.
7. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю. В. Брадучан, Ф. Г. Гурари, В. А. Захаров и др. – Новосибирск : Наука, 1986. – 217 с.
8. 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.
9. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / А. Э. Конторович, В. С. Сурков и др. – Новосибирск, 1994. – 201 с.
10. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири / И. И. Нестеров, И. Н. Ушатинский, А. Я. Малыхин и др. – М. : Недра, 1987. – 256 с.
11. Палеобиофаии нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты / под ред. А. В. Гольберт, А. Э. Конторович. – М. : Недра, 1978. – 87 с.
12. Kontorovich A. et al. Bashenovo oil source formation // International Meeting on Organic Geochemistry. – England, Torquay, 2007. – P. 90–91.

© Е. В. Пономарева, 2017

**ГЕОХИМИЯ БИОМАРКЕРОВ И БИОФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ
ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПОБЕРЕЖЬЯ
МОРЯ ЛАПТЕВЫХ (АНАБАРСКИЙ ЗАЛИВ)**

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 лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Екатерина Борисовна Пещевицкая

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 микропалеонтологии, тел. (383)335-64-24, e-mail: PeschevickayaEB@ipgg.sbras.ru

Борис Леонидович Никитенко

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 микропалеонтологии, тел. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru

Владимир Аркадьевич Каширцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, чл.-корр. РАН, главный научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)335-64-23, e-mail: KashircevVA@ipgg.sbras.ru

Цель исследования – получить дополнительные знания об эволюции условий осадконакопления верхнеюрско-нижнемеловых отложений побережья моря Лаптевых на основе изучения геохимических параметров образцов пород, включающих состав и распределение молекул-биомаркеров в битумоидах органического вещества.

Ключевые слова: побережье моря Лаптевых, верхнеюрско-нижнемеловые отложения, геохимические параметры, молекулы-биомаркеры.

GEOCHEMISTRY BIOMARKERS AND BIOFACIAL PECULIARITIES OF UPPER JURASSIC AND LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF THE LAPTEV SEA COAST (ANABARIAN BAY)

Elena A. Fursenko

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

Ekaterina B. Peshchevitskaya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Micropaleontology, tel. (383)335-64-24, e-mail: PeschevickayaEB@ipgg.sbras.ru

Boris L. Nikitenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, D. Sc., Head of the Laboratory of Micropaleontology, tel. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru

Vladimir A. Kashirtsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, D. Sc., Corresponding Member of RAS, tel. (383)335-64-23, e-mail: KashirtsevVA@ipgg.sbras.ru

The aim of this study was to extend our knowledge about the evolution of the depositional environment upper Jurassic and lower Cretaceous deposits of the Laptev sea coast based on geochemical parameters of samples, including molecular biomarkers composition of extractable organic matter.

Key words: the Laptev sea coast, upper Jurassic and lower Cretaceous deposits, geochemical parameters, molecular biomarkers composition.

В основу сообщения положена геохимическая биомаркерная «стратификация» разреза верхнеюрско-меловых отложений прибрежной полосы моря Лаптевых с последующим анализом, а также палеофациальной динамикой развития палеобассейна. Молекулы-биомаркеры и комплексы микрофоссилий изучены в разрезах мезозойских отложений Анабарской губы [1].

Хромато-масс-спектрометрические исследования биомаркеров из углеводородных (УВ) фракций битумоидов (25 проб) проводились с использованием системы, включающей газовый хроматограф HP6890, имеющий интерфейс с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent 5973N. Методики выделения и определения микрофоссилий и палиноморф приведены в работах [1, 2]. Наряду с УВ-биомаркерами рассматривались: содержание органического углерода (Corg), пиролитические характеристики органического вещества (Tmax, S1, S2, HI).

Существенная смена комплексов молекул-биомаркеров по мере омоложения слоев (от верхнего оксфорда до нижнего валанжина) хорошо выражена на композитных масс-хроматограммах, сканированных по фрагментным ионам m/z 191, 217, 257, 271 (рис. 1). Эти комплексы легли в основу геохимической стратификации и выделения трех биомаркерных горизонтов: нижнего, или терпанового (оксфорд – нижняя волга), среднего, или диастеренового (средняя волга – бореальный берриас), верхнего, или гопанового (нижний валанжин). Названия горизонтов отвечают преимущественному распространению полициклических биомаркеров в алифатических фракциях битумоидов.

Слабая степень зрелости органического вещества по всему разрезу хорошо выражена в низких значениях Tmax (420–441 °C) и в преобладании молекул алканов с нечетным количеством атомов углерода над четными. Идентифицированные н-алканы составляют гомологические ряды от C₁₆ до C₃₃ с максимумами распределения на C₂₃–C₂₇. Среди других характеристик важное значение имеют отношения изопреноидов пристана и фитана к совместно элюирующимся н-алканам C₁₇ и C₁₈ (рис. 2). Как видно из рисунка, во втором горизонте изопреноиды в 4–5 раз превышают соседние алканы, что характерно для резко выросшей биопродуктивности хлорофилл-содержащего фитопланктона в палеобассейне [4].

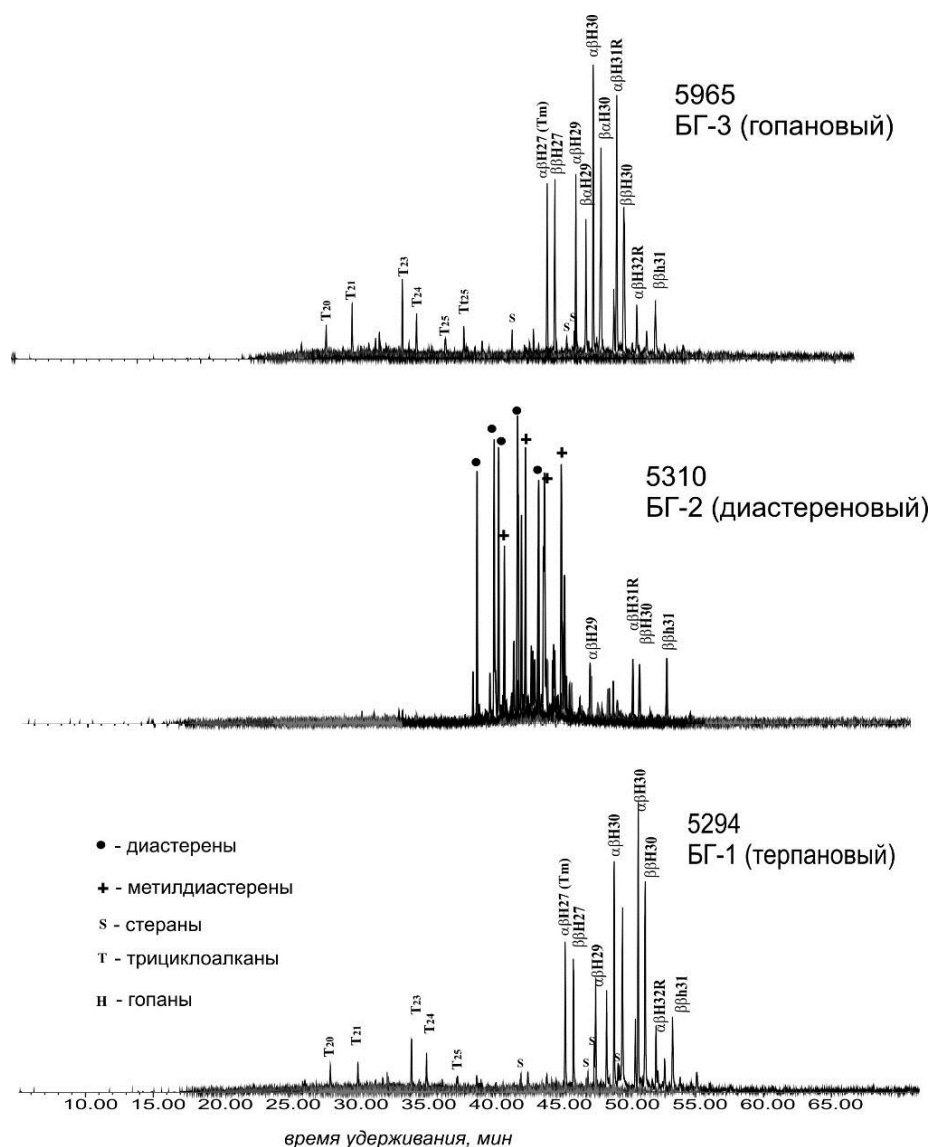


Рис. 1. Композитные масс-хроматограммы (по фрагментным ионам: m/z 217 – стераны; m/z 191 – трициклоалканы и гопаны; m/z 257 – диастерены; m/z 271 – 4-метилдиастерены) распределения полициклических биомаркеров по основным биогеохимическим горизонтам

Высокие концентрации фитопланктона отразились и на составе УВ ароматической фракции второго горизонта, где существенно преобладает соединение, близкое по структуре токоферолу, – метилтриметилтридецилхроман-МТТХ (рис. 3). Образование последнего связано с диагенетической реакцией конденсации хлорофилла и алкилфенолов [5].

Формирование второго (диастеренового) горизонта совпадает с развитием трансгрессии и кардинальной перестройкой сообществ микробентоса. На этом уровне меняются также и придонные обстановки, которые становятся стагнационными, часто участками дизаэробными. В верхневолжской части разреза горизонта БГ-1 отмечается интервал доминирования прازیнофитов *Leiosphaeridia*. Их обилие в осадках относительно глубоководного генезиса ча-

сто ассоциируют с аноксидными и дизаэробными событиями, что особенно характерно для Западной Сибири (баженовская свита) [3].

Результаты комплексных исследований по биогеохимии, микропалеонтологии и палинологии высокоуглеродистых глин верхневолжского подъяруса и нижней части бореального берриаса (второй биогеохимический горизонт) свидетельствуют о том, что эта часть разреза имеет высокие потенциальные нефтематеринские свойства, в том числе относительно высокие концентрации органического вещества ($C_{орг}$ до 5,8 %), его бактериально-водорослевый генезис, стагнационные условия седиментогенеза и диагенеза. Лишь чрезвычайно «мягкие» условия термобарических преобразований в области развития мезозойских отложений современной Анабарской губы не позволили реализовать этот потенциал.

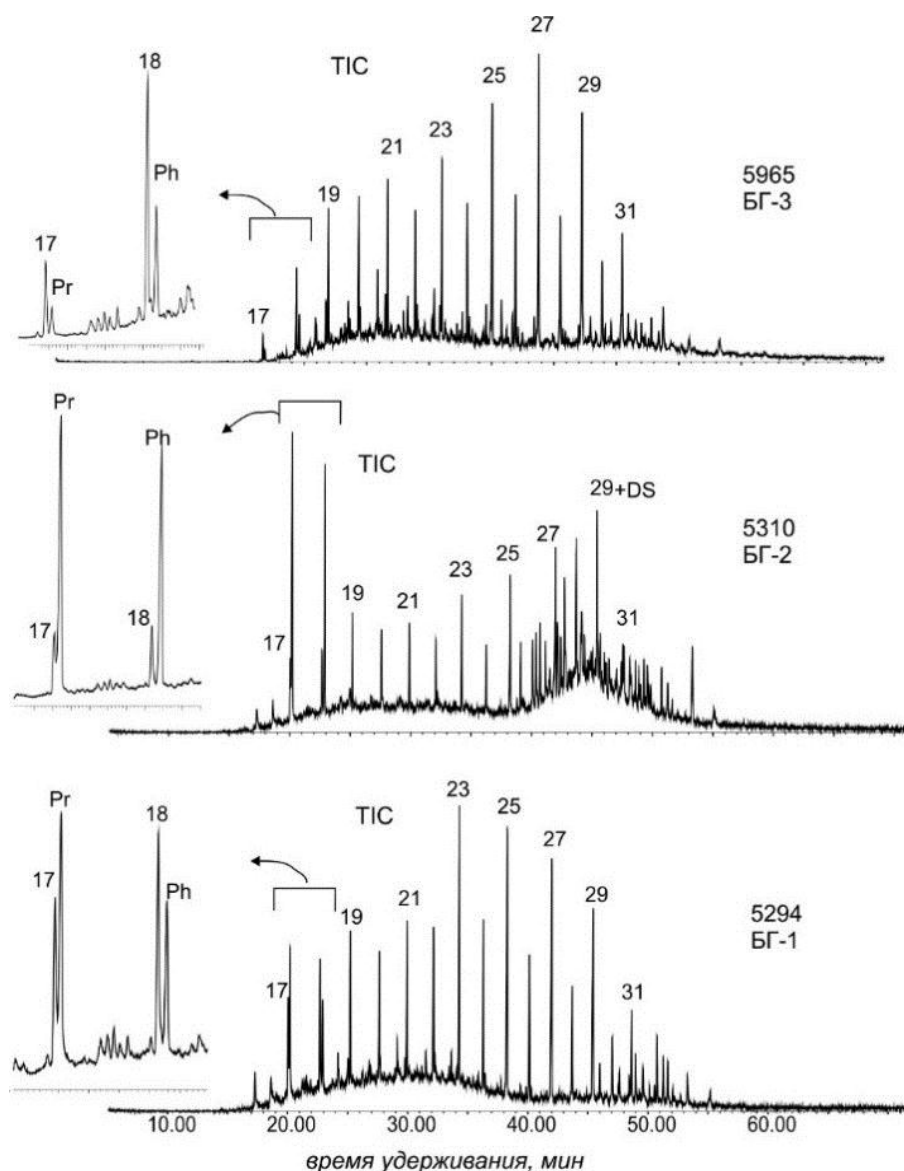


Рис. 2. Масс-хроматограммы (по полному ионному току ТИС) распределения *n*-алканов и изопреноидов по основным биогеохимическим горизонтам

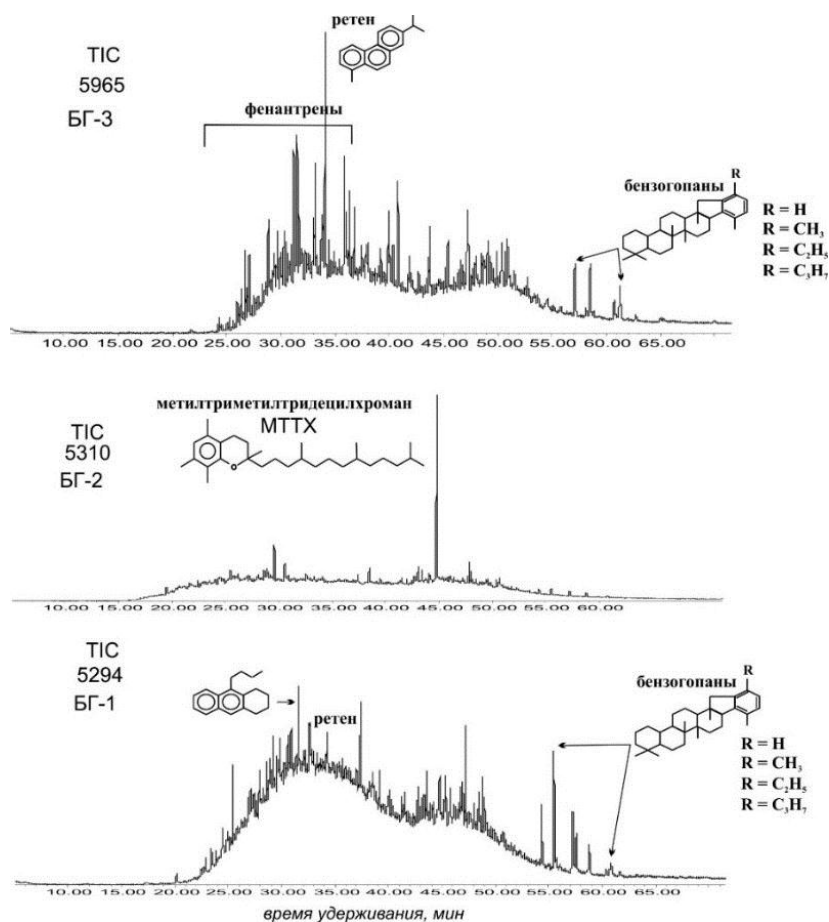


Рис. 3. Масс-хроматограммы (по полному ионному току ТИС) распределения ароматических углеводородов по основным биогеохимическим горизонтам

Вместе с тем полученные результаты совместно с анализом имеющихся данных по геологическому строению рассматриваемого региона позволяют достаточно оптимистично рассматривать перспективы нефтегазоносности юрских и нижнемеловых отложений в погруженных районах шельфа моря Лаптевых.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Верхняя юра побережья моря Лаптевых: межрегиональные корреляции и палеообстановки / Б. Л. Никитенко, В. Г. Князев, Е. Б. Пешевицкая, Л. А. Глинских // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56, № 8. – С. 1496–1519.
2. Пешевицкая Е. Б. Диноцисты и палиностратиграфия нижнего мела Сибири. – Новосибирск : Гео, 2010. – 230 с.
3. Шурыгин Б. Н., Дзюба О. С. Граница юры и мела на севере Сибири и бореально-тетическая корреляция приграничных толщ // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56 (8). – С. 1047–1082.
4. Biomarker evidence for Botryococcus and a methane cycle in Eocene Huadian oil shale, NE China / J. K. Volkman, Z. Zhang, X. Xie, J. Qin, T. Borjigin // Organic Geochemistry. – 2015. – Vol. 78. – P. 121–134.
5. The identification of mono-, di- and trimethyl 2-methyl- 2-(4,8,12-trimethyltridecyl) chromans and their occurrence in the geosphere / J. S. Sinninghe Damste, A. C. Kock-van Dalen, J. W. de Leeuw et al. // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1987. – Vol. 51. – P. 2393–2400.

© Е. А. Фурсенко, Е. Б. Пешевицкая, Б. Л. Никитенко, В. А. Каширцев, 2017

РОЛЬ НИЖНЕПРОТЕРОЗОЙСКОГО СТРУКТУРНОГО ЯРУСА В ЧЕХЛЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Валерий Степанович Старосельцев

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, доктор геолого-минералогических наук, профессор, научный руководитель института в области региональной и нефтегазовой геологии, тел. (383)221-46-20, e-mail: bogatova@sniiggims.ru

В статье особое внимание уделено обоснованию принадлежности нижнепротерозойских отложений к чехлу Сибирской платформы. Рассмотрено отнесение рифейских отложений к структурному ярусу чехла Сибирской платформы, а не к промежуточному его этажу. Проанализировано изменение площадей распространения каждого из структурных ярусов ее чехла, что отражено на соответствующем графике.

Ключевые слова: структурные ярусы чехла, нижнепротерозойский структурный ярус, распространение разновозрастных структурно-формационных комплексов.

THE ROLE OF PROTEROZOIC STRUCTURAL STAGE IN THE SIBERIAN PLATFORM COVER

Valery S. Staroseltsev

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 630091, Russia, Novosibirsk, 67 Krasny Prospect, D. Sc., Professor, Research Supervisor of the Institute in the field of regional and petroleum geology, tel. (383)221-46-20, e-mail: bogatova@sniiggims.ru

The article focuses on the justification of Proterozoic sediments belonging to the Siberian Platform cover. There is considered belonging of Riphean deposits to structural stage of the Siberian platform cover, and not to its intermediate floor. There is analyzed change of the areas distribution of each structural stage within the platform cover, that is reflected in the corresponding schedule.

Key words: structural stages of cover, Lower Proterozoic structural stage, distribution of the structural-formation complexes of different ages.

Традиционно нижнепротерозойский комплекс пород на Сибирской платформе относится к ее кристаллическому фундаменту. Однако уже к 1968 году В. С. Федоровский [6, 7] выделил Кодаро-Удоканский протоплатформенный прогиб [4] на юго-западном погружении Алданской антеклизы в пределах Байкало-Патомского нагорья. Б. Р. Шпунтом [8] в 1973 году был опубликован разрез крутонаклонных, но практически дополнительно не дислоцированных нижнепротерозойских отложений вдоль береговых обрывов р. Сололи на северо-востоке Анабарской антеклизы. Важно подчеркнуть, что в составе этих отложений отмечались хотя и значительно метаморфизованные к настоящему времени, но обогащенные органическим веществом алевролиты и алевропилиты, которые, по крайней мере, в начале рифея до длительного последующего метаморфизма, могли являться нефтематеринскими.

В 2013 году автором совместно с Б. Б. Шишкиным и Г. А. Берилко был впервые поставлен вопрос об отнесении нижнего протерозоя северо-востока Анабарской антеклизы к базальному комплексу чехла Сибирской платформы [3]. При этом в результате комплексной обработки выполненных к тому времени сейсморазведочных профилей и учитывая результаты глубокого бурения на северо-востоке Оленекского свода, особенно скважины Бурская 3410, удалось показать субпараллельное с рифейскими отложениями зачастую полого наклонное залегание значительной толщины нижнепротерозойских отложений. Изменение толщин последних на территории от восточных склонов Анабарского массива до Оленекского свода на западе и Суханской впадины на юге позволило построить карту изохрон кровли нижнего протерозоя и его изохор (временных толщин). На обеих картах однозначно прослеживается выдержанное полого волнистое залегание и изменение толщин нижнепротерозойских отложений на площади 1 500 км², что полностью согласуется с платформенным характером его современных и палеодислокаций.

Для подкрепления позиции об отнесении нижнепротерозойского комплекса к чехлу Сибирской платформы весьма полезной представляется схема его структурных элементов, подготовленная в конце 1970-х годов в ПГО «Енисей-нефтегазгеология», на которой наряду с рифейскими отложениями, облекающими гранитные интрузии позднеархейского возраста (определение самарий-неодимовым методом) на абсолютных отметках минус 1 940–2 000 м на многочисленных сейсморазведочных профилях прослеживаются пологие овалы отражений на абсолютных отметках минус 5 000–6 400 м. Вероятнее всего последние относятся к нижнепротерозойским отложениям, которые в южнее расположенном Нижнеангарском рифтогенном прогибе прослеживаются до глубин свыше 10–15 км.

Нельзя исключать, что при наличии в нижнепротерозойских отложениях обогащенных органическим веществом толщ в рифейское время могли возникать условия для активного образования углеводородов, которые вполне могли мигрировать в сторону расположенного севернее крупного поднятия на территории Камовского свода, осложняющего Байкитскую антеклизу. При этом заполнение рифейских резервуаров могло начаться задолго до появления среди них собственно нефтегазопроизводящих рифейских комплексов. В конечном итоге формирование гигантских скоплений нефти и газа на территории Байкитской антеклизы могло начаться в самом начале рифейского времени за счет обогащенных битумами нижнепротерозойских отложений.

Косвенно об этом свидетельствует предложенное автором совместно с Л. А. Кроль [5] объяснение насыщенности битумами красноцветных песчаников в основании терригенной мукунской серии рифея с абсолютным возрастом 1,6 млрд лет, залегающей на западном склоне Анабарского архейского массива, за счет миграции из залегающих западнее в пределах северной части Ангаро-Котуйского рифтогенного прогиба [2] нижнепротерозойских битуминозных отложений, подобных обнаженным на р. Сололи [8]. Вероятность их существова-

ния в северной части Ангаро-Котуйского рифтогенного прогиба подтверждается [5] результатами обработки опорного сейсмического профиля Алтай-Северная Земля и расчески к нему вблизи Чириндинской глубокой скважины 271, обработанных с использованием технологии РЕАПАК+РК.

Анализ площадного распространения на территории Сибирской платформы разновозрастных отложений, их состава и соотношения структурных планов позволяет выделить в ее чехле следующие структурные ярусы: нижнепротерозойский, рифейский (верхнепротерозойский), венд-силурийский, девонско-нижнекаменноугольный, среднекаменноугольно-пермский, верхнепермско-триасовый, юрско-меловой. Все перечисленные ярусы, кроме нижнего, традиционно всегда выделялись в работах коллектива нашего института, начиная с 1970-х годов. Особое положение всегда занимал рифейский структурный ярус, который некоторые исследователи других научно-исследовательских организаций нашей страны считали не структурным ярусом платформенного чехла, а промежуточным структурно-формационным этажом между фундаментом и чехлом Сибирской платформы.

Основанием для такой классификационной версии являлось далеко не сплошное покрытие рифейскими отложениями территории Сибирской платформы и существенная роль в их составе терригенных отложений. Автором неоднократно подчеркивалось, что оба эти признака не являются обязательными для многих вышележащих структурных ярусов ее чехла. Так, несмотря на почти сплошное перекрытие Сибирской платформы венд-силурийским структурным ярусом, в его составе на ее юго-западе существенную роль играют терригенные отложения ордовика. Вышележащие же структурные ярусы в большинстве своем не только далеко не охватывают всю территорию Сибирской платформы, но и во многих случаях имеют преобладающий терригенный (верхнепалеозойский и юрско-меловой структурные ярусы) или даже вулканогенный (позднепермско-раннетриасовый ярус) состав.

Относительно полноты охвата породами структурных ярусов территории Сибирской платформы все ярусы, кроме венд-силурийского структурного яруса, характеризуются в большей или меньшей степени сокращенным распространением. Сравнение площадей распространения разновозрастных структурных ярусов чехла Сибирской платформы по существу отражает характерную для всех явлений живой и неживой природы тенденцию развития от зарождения через юность, зрелость, поэтапное и окончательное отмирание.

Поэтому совершенно естественно зарождение чехла на Сибирской платформе, начавшись в раннем протерозое, охватило лишь отдельные ее участки, к которым могут быть отнесены восточные склоны Анабарского архейского массива, большая часть Оленекского свода и Суханской впадины на северо-востоке Сибирской платформы, территорию Ангарского входящего угла Сибирской платформы и прилегающую к нему большую часть Камовского свода на юго-западе и юго-западное погружение Алданской антеклизы под Байкало-Патомское нагорье на юге.

Следующая стадия накопления чехла на Сибирской платформе проходила в позднем протерозое (рифее) и охватила уже существенно большую часть Сибирской платформы, прежде всего по ее западной, южной и восточной окраинам, а также вдоль образовавшегося в западной половине Сибирской платформы Ангаро-Котуйского рифейского рифтогенного прогиба [2]. Все перечисленные выше относительно «узкие», вытянутые на сотни и тысячи километров, прогибы в сумме занимали уже существенно большую площадь, чем раннепротерозойские обособленные осадочные бассейны. В целом протерозойские осадочные бассейны на Сибирской платформе отвечали по существу юности процесса формирования в ее пределах чехла.

Покрывавшая практически всю территорию Сибирской платформы, исключая некоторую часть Алданского щита, венд-силурийская преимущественно карбонатная толща отложений знаменовала стадию зрелости процесса формирования ее чехла. Наступившие в девоне-мелу этапы формирования ее чехла, охватывающие то относительно большие, то меньшие ее части, по существу отвечали процессу ее старения и сокращения в конечном итоге площадей осадконакопления в ее пределах. Минимум прибавления объема ее платформенного чехла был достигнут практически в палеоген-неогеновое время.

Достаточно наглядным отражением изменений во времени роли разновозрастных структурных ярусов чехла Сибирской платформы в ее зарождении и тектоническом развитии может являться график (рисунок) изменения их площадей с учетом опубликованных материалов [1, 3, 4].

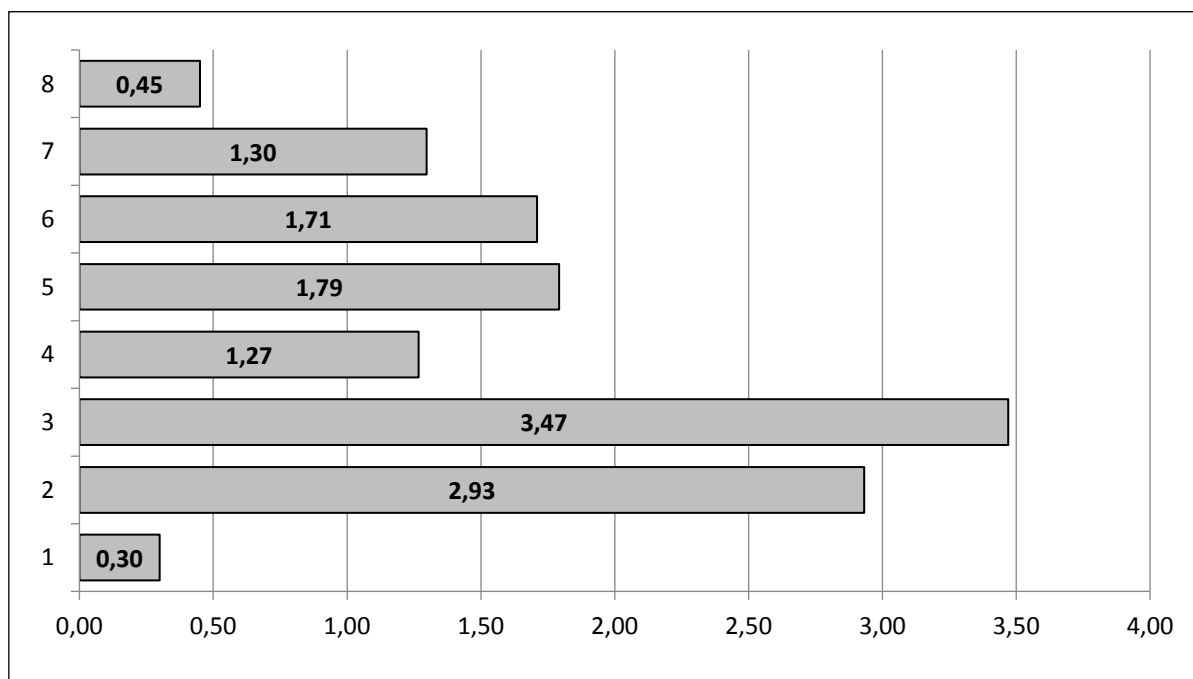


Рис. Площади распространения структурных ярусов (млн км²):

1 — нижнепротерозойский; 2 — рифейский; 3 — венд-силурийский; 4 — девон-нижнекаменноугольный; 5 — среднекаменноугольный-пермский; 6 — пермско-триасовый; 7 — юрско-меловой; 8 — палеоген-неогеновый

В этом отношении важно, что нижнепротерозойские отложения, отражающие по существу зарождение чехла Сибирской платформы, охватывают наименьшую, кроме кайнозойских отложений, которые фактически фиксируют отмирание ее чехла, площадь.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / под ред. В. С. Суркова – М. : Недра, 1987. – 204 с.
2. Старосельцев В. С. Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. – Новосибирск : Наука, 2008. – 212 с.
3. Старосельцев В. С., Шишкин Б. Б., Берилко Г. А. Нижний протерозой северо-востока Анабарской антеклизы – базальный комплекс чехла Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – № 3 (15). – С. 3–12.
4. Старосельцев В. С., Шишкин Б. Б. Раннепротерозойские протоплатформенные ядра Восточной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – № 4 (16). – С. 3–8.
5. Старосельцев В. С., Кроль Л. А. Раннепротерозойский комплекс севера Ангаро-Котуйского рифтогенного прогиба и его возможное влияние на нефтегазоносность // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 3 (19). – С. 16–24.
6. Федоровский В. С. О геосинклинальных трогах в раннем протерозое Олекма-Витимской горной страны // Геотектоника. – 1968. – № 4. – С. 114–127.
7. Федоровский В. С. Объем и границы медоносной удоканской серии докембрия Восточной Сибири // Изв. АН СССР. Серия геологическая. – 1968. – № 11. – С. 104–119.
8. Шпунт Б. Р., Нужнов С. В. О нижнем протерозое северо-востока Сибирской платформы // Сов. геология. – 1973. – № 12. – С. 144–147.

© В. С. Старосельцев, 2017

ОСОБЕННОСТИ ПАЛЕОГЕОГРАФИИ БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА НА ТЕРРИТОРИИ МИРНИНСКОГО ВЫСТУПА

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, тел. (383)306-63-70, e-mail: FominAM@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, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

В ботубинском продуктивном горизонте на территории Мирнинского выступа выявлено более десяти залежей нефти и газа. Для построения модели геологического строения в качестве квазиизохронной поверхности был выбран акустический репер в бюкской свите, который приурочен к пачке глинистого доломита. Анализ карты толщин между акустическим репером и кровлей песчаников ботубинского горизонта, детальное изучение литологического состава по данным керна и ГИС позволило сделать вывод, что горизонт не является единым монолитным телом, а сложен из пяти песчаных тел линзовидной формы.

Ключевые слова: венд, свита, песчаный горизонт, баровая система, акустический репер, Непско-Ботубинская антеклиз.

FEATURES OF PALEOGEOGRAPHY OF THE BOTUOBA HORIZON WITHIN THE MIRNYI SALIENT

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev

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

Over 10 oil and gas accumulations have been identified within the Botuoba pay horizon in the area of the Mirnyi salient. In this study, we discuss the stratigraphic localization, lithology, reservoir properties, and depositional conditions of the Botuoba pay horizon. To build the geological model, an acoustic marker within the Byuk Formation confined to the argillaceous dolomite member was selected as an almost isochronous surface. Analysis of the thickness map between the acoustic marker and sandy top of the Botuoba horizon, and lithology interpretation from core and log data indicate that this horizon is not a single monolithic bed but consists of five lenticular sand bodies.

Key words: Vendian, formation, sand bed, bar system, acoustic marker, Nepa-Botuoba anticline.

Ботуобинский песчаный горизонт распространен в северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) в Республике Саха (Якутия). На Мирнинском выступе НБА с ним связаны основные залежи ряда крупных месторождений, а также около десятка средних и мелких по запасам месторождений, относимых к Мирнинской (Иреляхское, Маччобинское, Станахское и др.) и Среднеботуобинской (Среднеботуобинское, Тас-Юряхское, Бес-Юряхское, Иктехское) группам месторождений. Средняя толщина горизонта около 20 м, максимальная около 40 м установлена на Бес-Юряхской площади [1–3].

По мнению большинства исследователей, ботуобинский горизонт сформировался в условиях баровой системы [3–6]. Принимая во внимание ее размеры, представляется вполне очевидным, что она состоит из отдельных баровых тел.

В этой работе авторы предлагают методику разделения ботуобинской баровой системы на ряд отдельных крупных песчаных (баровых) тел. Для выявления стадий их развития и площадного распространения был выбран в качестве опорной квазиизохронной поверхности так называемый акустический репер, выделенный в средней части верхнебюкской подсвиты и показанный на профиле через Среднеботуобинскую площадь (рис. 1). На уровне акустического репера залегают ангидрит-доломиты с прослоями аргиллитов. Собственно, с этими маломощными прослоями аргиллитов, прослеживаемых в верхнебюкской подсвите на всей территории Мирнинского выступа от Хайской до Иктехской площади включительно, и связаны повышенные значения акустического каротажа.

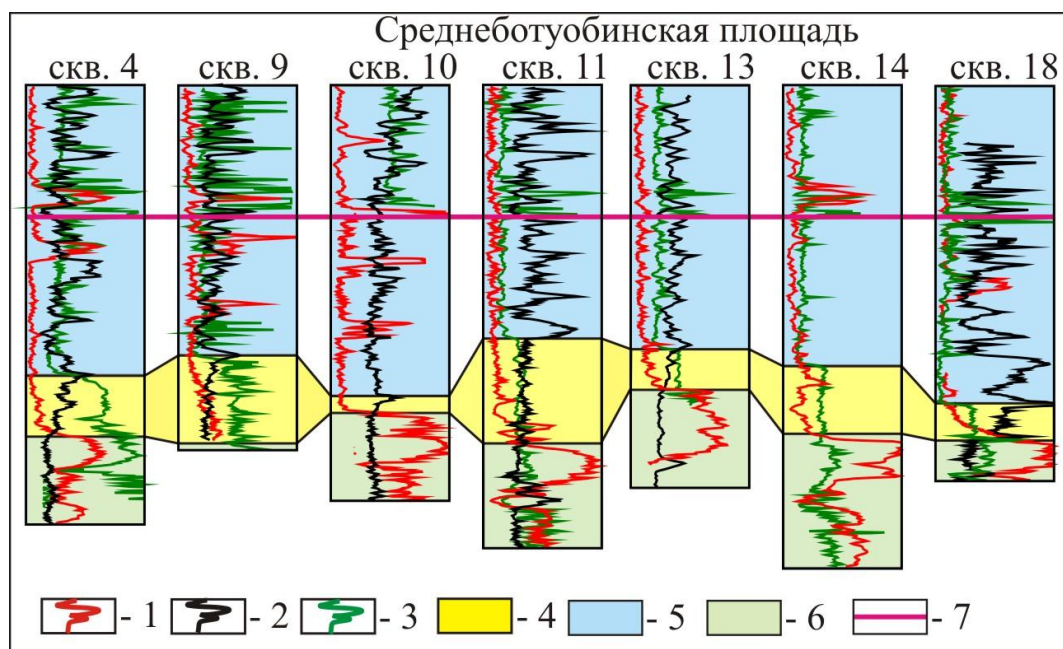


Рис. 1. Схема корреляции скважин Среднеботуобинской площади: каротажные диаграммы: 1 – гамма-каротаж; 2 – нейтронный гамма-каротаж; 3 – акустический каротаж; 4 – песчаники ботуобинского горизонта; 5 – преимущественно сульфатно-карбонатные породы бюкской свиты; 6 – терригенные породы курсовской свиты; 7 – акустический репер

При выравнивании скважин по акустическому реперу можно видеть, что характер изменения толщины ботубинского горизонта обратно пропорционален толщине перекрывающих его сульфатно-карбонатных отложений верхнебюкской подсвиты от кровли ботубинского горизонта до акустического репера [3].

На территории Вилючанско-Ыгыаттинской и Нюйской зон акустический репер не выражен, но детальная корреляция разрезов глубоких скважин соседних фациальных зон показывает его возможную локализацию в нижней половине аянской пачки. Отметим, что в Вилючанско-Ыгыаттинской и Нюйской зонах верхнебюкская подсвита подразделяется на три пачки (сверху вниз): аянскую, торсальскую и телгеспитскую. Аянская и телгеспитская пачки сложены доломитами, ангидрито-доломитами серыми с прослоями ангидритов и мергелей доломитовых. Торсальская пачка сложена каменной солью с прослоями глинистых доломитов и аргиллитов. С нашей точки зрения, появление аргиллитов в средней части бюкской свиты в Ботубинской зоне отражает этап максимальной трансгрессии осадочного бассейна (инудации), приведшей к отложению глин.

В Вилючанско-Ыгыаттинской и Нюйской зонах прослой аргиллитов приурочены к нижней части аянской пачки. Для выявления трехмерной структуры строения ботубинского горизонта от начальной стадии его формирования и до перекрытия его верхнебюкскими доломито-ангидритами был создан банк данных, включающий в себя отметки кровли и подошвы ботубинского горизонта и ангидрито-доломитовой толщи, залегающей между акустическим репером и кровлей ботубинского горизонта по 105 скважинам.

Полученные значения глубин позволили построить карту мощностей по срезам от акустического репера до подошвы ботубинского горизонта, выполненных через каждые пять метров. Максимальное расстояние от репера до подошвы песчаников составляет 104 м.

Характер залегания песчаников ботубинского горизонта был проанализирован на картах «послойных» срезов вниз от акустического репера. Наиболее древнее залегание песчаников ботубинского горизонта фиксируется на Бес-Юряхской площади. На срезе 70 м песчаники появляются на Станакской площади, позже накопление песчаников началось в северной части Среднеботубинской площади – срез 65 м. В дальнейшем область распространения песчаников существенно расширяется и достигает своего максимума на срезе в 60 м. Выше среза 33 м песчаники отсутствуют.

Для анализа распространения песчаников ботубинского горизонта через территорию Среднеботубинской и Мирнинской групп месторождений была построена вкрест простирающаяся серия геологических разрезов с шагом 10 км.

Обобщение этих построений дало возможность выделить пять крупных песчаных (баровых) тел. Наиболее раннее из них выделено в пределах Бес-Юряхской и Тас-Юряхской площадей. Из всех пяти песчаных тел ботубинской баровой системы оно имеет наибольшую мощность (рис. 2).

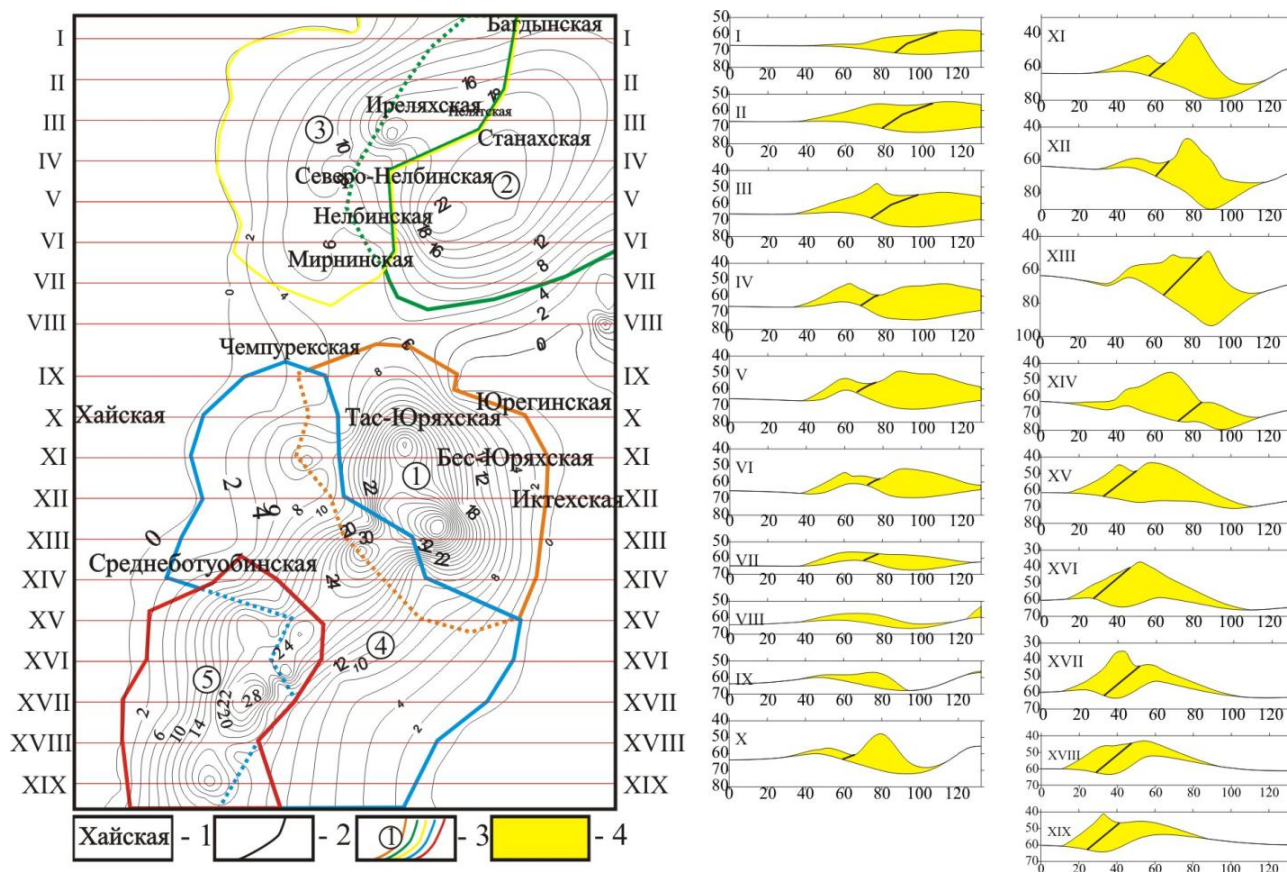


Рис. 2. Положение песчаных тел ботубинского горизонта для Среднеботубинской группы месторождений и геологические разрезы через 10 км:

1 – названия площадей; 2 – изопакиты ботубинского горизонта; 3 – баровое тело и его номер; 4 – ботубинские песчаники

Второе тело выделено восточнее Иреляхского месторождения (Станахская площадь). Первая и вторая постройки разделены зоной отсутствия песчаников. По времени формирования они близки, но по мощности песчаников второе значительно уступает первому. Здесь следует отметить, что второе тело в наименьшей степени изучено глубоким бурением. Возможно, что восточнее Станахской площади может быть выявлен мощный пласт песчаников.

Третье и четвертое тела трансгрессивно залегают соответственно на втором и первом. Зоны перекрытия первого и четвертого, второго и третьего тел относительно невелики и характеризуются пониженными толщами песчаников.

Пятое песчаное тело выявлено на западе территории исследования. Оно трансгрессивно залегает на четвертом и частично на пятом. В этом случае также присутствует зона перекрытия, характеризующаяся пониженной толщиной песчаников.

Полученные материалы позволяют говорить, что ботубинский горизонт накапливался в условиях общей трансгрессии моря, наиболее древнее баровое

тело выявлено на Бес-Юряхской площади. Размеры отдельных баровых тел составляют от 60 до 80 км в длину и от 40 до 60 км в ширину.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бакин В. Е., Воробьев В. Н., Рыбьяков Б. Л. Месторождения нефти и газа в кембрийских и докембрийских отложениях Сибирской платформы // Геология, условия формирования и методика разведки месторождений нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 1978. – С. 26–46.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М. : Недра. 1981. – 552 с.
3. Фомин А. М., Моисеев С. А. Строение и условия формирования ботуобинского нефтегазоносного горизонта на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 1 (18). – С. 60–65.
4. Лебедев М. В., Чернова Л. С. Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37, № 10. – С. 51–64.
5. Влияние седиментологических факторов на петрофизические характеристики терригенных коллекторов венда юга Сибирской платформы / Е. М. Хабаров, И. В. Вараксина, С. В. Сараев и др. // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности : сб. материалов Международной научно-практической конференции. – СПб. : ВНИГРИ, 2008. – С. 426–432.
6. 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.

© А. М. Фомин, С. А. Моисеев, 2017

ГИДРОГЕОХИМИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД БАНГ (ПРОВИНЦИЯ КУАНГ БИНЬ, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ВЬЕТНАМ)

Фан Ти Ким Ван

Институт геологических наук Вьетнамской академии наук и технологий, Вьетнам, г. Ханой, 84 Чуа Ланг, Донг Да, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (084)4-775-17-92, e-mail: ptkvan2009@gmail.com

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

Доан Ван Туен

Институт геологических наук Вьетнамской академии наук и технологий, Вьетнам, г. Ханой, 84 Чуа Ланг, Донг Да, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (084)4-775-17-92, e-mail: doanvantuyen53@yahoo.com.vn

Приводятся результаты изучения особенностей гидрогеохимии и изотопного состава термальных вод месторождения Банг в провинции Куанг Бинь (Центральный Вьетнам). В исследуемом районе широко проявлена фумарольная деятельность. Развита низко- и высокотермальные воды с температурой, варьирующей в интервале от 30 до 100 °С. Установлено две гидрогеохимические группы вод. Первая характеризуется температурой на выходе источника 24,3–34,5 °С, гидрокарбонатно-хлоридным натриево-магниевым составом и величиной общей минерализации 44–87 мг/дм³. Вторая соответствует интервалу температур 62,1–97,1 °С, гидрокарбонатным натриевым составом и величиной минерализации 255–659 мг/дм³. Соотношение изотопов $\delta^{18}\text{O}$ и δD свидетельствует о двух генетических типах вод. В основе водной компоненты первого лежит метеорная вода, а у группы содовых вод с максимальными значениями $\delta^{18}\text{O}$ и δD , связанными с фумаролами, наблюдаемый изотопный сдвиг связан с высокотемпературными преобразованиями минерального вещества пород.

Ключевые слова: месторождение Банг, термальные воды, гидрогеохимия, генезис.

THERMAL WATER HYDROGEOCHEMISTRY OF THE BANG SPRING (QUANG BINH PROVINCE, CENTRAL VIETNAM)

Phan Thi Kim Van

Institute of Geological sciences, Vietnam Academy of Science and Technology (VAST), Vietnam, Hanoi, 84 Chua Lang, Dong Da, Ph. D., Senior Researcher, tel. (084)4-775-17-92, e-mail: ptkvan2009@gmail.com

Dmitry A. Novikov

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

Doan Van Tuyen

Institute of Geological sciences, Vietnam Academy of Science and Technology (VAST), Vietnam, Hanoi, 84 Chua Lang, Dong Da, Ph. D., Senior Researcher, tel. (084)4-775-17-92, e-mail: doanvantuyen53@yahoo.com.vn

We present the study results of hydrogeochemistry patterns and isotopic composition of thermal waters of the Bang spring in the Quang binh province, Central Vietnam. Fumarole activity is widespread, and low- and high thermal waters with a temperature ranging from 30 to 100 °C exist in the study area. Two water groups dominate: Cl-Na-Mg-HCO₃ water with a seepage temperature of 24.3–34.5 °C and TDS of 44–87 mg/L and Na-HCO₃ water with a seepage temperature of 62.1–97.1 and TDS of 255–659 mg/L. The $\delta^{18}\text{O}$ and δD ratio indicates two types of water. A type of water that was derived from meteoric origin and a type of sodium waters with the highest $\delta^{18}\text{O}$ and δD ratio, which is related to fumaroles. The latter has an isotopic shift associated with the high-temperature alteration of rock.

Key words: Bang spring, thermal waters, hydrogeochemistry, genesis.

Вопросы формирования химического состава гидротерм давно привлекают внимание исследователей по всему миру и широко обсуждаются в литературе. В последние годы интерес к изучению этих вопросов значительно возрос в связи с развитием работ по практическому освоению нового источника энергии – глубинного тепла Земли.

Детальное изучение термальных вод Вьетнама было начато в 1980-х годах. За это время были выполнены многочисленные исследования, направленные на выявление тектонического режима, геологического и гидрогеологического строения, гидрогеохимии и т. д. основных геотермальных областей. Вышли в свет обобщающие монографии, изданы атласы геологических и гидрогеологических карт. Важнейшие результаты, полученные при изучении термальных вод Вьетнама, следует связывать с именами Н. Amaguchi, Н. R. Anderson, Н. Bui, G. D. Cao, N. N. Cat, A. V. Christiansen, J. Dazy, T. V. Doan, C. Drogue, A. D. Duchkov, R. Gilbuena Jr., S. H. Harder, Н. V. Hoang, K. Hinsby, A. Kawamura, J. Koenig, F. Larsen, N. Nakagawa, V. C. Nghiep, C. T. Nguyen, V. T. M. Nguet, K. H. Pham, Н. H. Quy, T. N. Tong, L. V. Tran, Н. V. Vu и других [1–7].

В настоящей работе рассмотрены результаты изучения термальных вод месторождения Банг (другое название – Ло Вой) – одного из важнейших геотермальных районов, расположенных в провинции Куанг Бинь, в центральной части Вьетнама (рисунок) [8]. Нами обобщены и проанализированы результаты гидрогеохимических исследований полевых сезонов 2014–2016 годов.

Месторождение термальных вод приурочено к зоне тектонических нарушений, связанной с пересечением крупных разломов Кьень Жань и Банг. Первый имеет простирание с севера на юг и трассируется одноименной рекой, а второй – с северо-запада на юго-восток. В изучаемом районе широко проявились магматические процессы в неотектоническое время. Излившиеся базальты плиоцен-плейстоценового возраста широко распространены северо-западнее от месторождения Банг. В разрезе выделяется два гидрогеологических этажа. Нижний представлен отложениями архей-протерозойского кристаллического фундамента, а верхний – осадочным чехлом, представленным водовмещающими породами верхнего ордовика – нижнего силура (переслаивание глин, песчаников и алевроитов формации Лонгдаи) и четвертичными элювиальными и аллювиальными отложениями.

Наблюдается разгрузка гидротерм и интенсивная фумарольная деятельность. Суммарный дебит высокотермальных вод с температурой 75–97 °С составляет более 40 л/с. На выходе источников отлагаются травертины (диаметр новообразований составляет до 1,0–1,5 м). Установлено, что в исследуемом районе развиты низко- и высокотермальные воды с температурой, варьирующей в интервале от 30 до 100 °С. Разгрузка вод с температурой более 60 °С локализуется только в зоне пересечения разломов Къень Жань и Банг.

На месторождении Банг развиты термальные воды с величиной общей минерализации от 44 до 659 мг/дм³ преимущественно гидрокарбонатного натриевого, гидрокарбонатно-хлоридного натриево-магниевого состава (по С. А. Щукареву) (рисунок, а). Изученные воды значительно отличаются по своему составу и содержанию основных макро- и микрокомпонентов в зависимости от температуры источника. Установлено две гидрогеохимические группы вод.

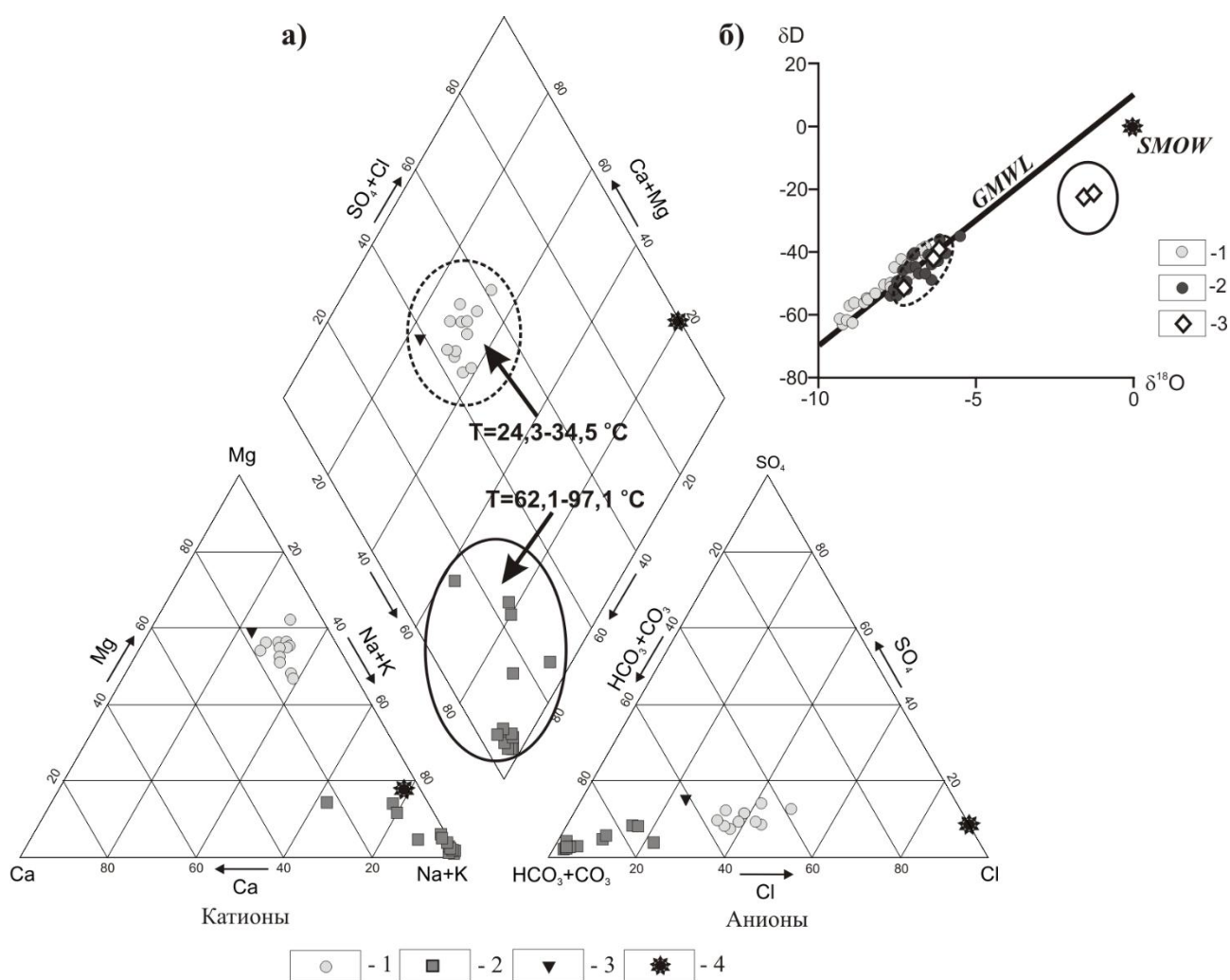


Рис. Диаграмма Пайпера (а) и изотопного состава (б) термальных вод месторождения Банг:

а) химические типы вод по С. А. Щукареву: 1 – HCO₃-Cl-Na-Mg; 2 – HCO₃-Na; 3 – HCO₃-Mg-Na; 4 – морская вода; б) термальные воды: 1 – материк, 2 – прибрежные районы, 3 – гидротермы месторождения Банг

Первая характеризуется температурой на выходе источника 24,3–34,5 °С, гидрокарбонатно-хлоридным натриево-магниевым составом с величиной общей минерализации 44–87 мг/дм³. Вторая соответствует интервалу температур 62,1–97,1 °С с гидрокарбонатным натриевым составом и величиной минерализации 255–659 мг/дм³. Изученные термальные воды отличаются соленостью, не превышающей 1 г/дм³, что может быть связано с тем, что их состав формируется в пределах нестратифицируемых подразделений гидрогеологических массивов в области широкого развития интрузивных пород, устойчивых к процессам выветривания. Циркуляция вод происходит по водоносным зонам экзогенной трещиноватости и тектоническим разломам.

В целом наблюдается закономерный рост содержаний основных солеобразующих компонентов с увеличением общей минерализации термальных вод в корреляции с их химическим типом. Наиболее тесная связь с величиной общей минерализации термальных вод характерна для натрия, калия, кальция, гидрокарбонат- и сульфат-иона. Величина достоверности полученных регрессионных зависимостей достигает 0,84–0,89. Характер изменения соотношения катионов и анионов в термальных водах по мере увеличения их солености показывает, что среди катионов в водах преобладает натрий, на втором месте следует кальций. Среди анионов преобладает гидрокарбонат-ион, концентрации которого варьируют в широком интервале от 20 до 422 мг/дм³.

Большинство микроэлементов накапливаются в растворе по мере роста величины общей минерализации и содержатся в следующих концентрациях (в мг/дм³): кремнезем 5,4–61,2, при среднем 32,0; сера (общая) 0,015–12,0, при среднем 2,86; железо (общее) 0,001–1,86, при среднем 0,53; аммоний 0,01–1,27, при среднем 0,35; свинец 0,03–3,11, при среднем 1,74; марганец от следов до 0,18, при среднем 0,04; цинк от следов до 0,10, при среднем 0,03; мышьяк 0,3–3,8, при среднем 1,9; фосфор от следов до 1,25, при среднем 0,16; кадмий 0,05–0,36, при среднем 0,17. Помимо этого у концентраций кремнезема, серы и сероводорода наблюдается устойчивая положительная корреляция с температурой.

Для понимания процесса формирования химического состава термальных вод необходимо сначала определить основные источники поступления элементов в раствор. В нашем случае их три. Во-первых, это сами воды разного генетического облика, во-вторых, водовмещающие горные породы, в-третьих – рассеянное органическое вещество, в случае фильтрации через осадочные породы. Анализ распределения положения точек гидротерм разного химического состава от величины $\delta^{18}\text{O}$ и δD свидетельствует о двух генетических типах вод. В основе водной компоненты первого лежит метеорная вода и в незначительной степени морская (талассогенная), а у группы содовых вод с максимальными значениями $\delta^{18}\text{O}$ и δD , связанными с фумаролами, более глубокий источник. Положение первой группы точек по изотопному составу ($\delta^{18}\text{O} = -7,3 - -6,2 \text{ ‰}$ и $\delta\text{D} = -51,4 - -39,3 \text{ ‰}$) (рисунок, б) хорошо согласуется с данными, полученными нами ранее для геотермальной области Транг Бо в центральных районах Вьетнама [1–2]. Измерения $\delta^{18}\text{O}$ и δD у группы содовых вод ($\delta^{18}\text{O} = -1,6 - -1,3 \text{ ‰}$

и $\delta D = -22,2 - -21,4 \text{ ‰}$), связанными с фумаролами, показали их сильное отличие от поверхностных вод (морских и речных). Этот факт не является исключением. По своему изотопному составу они во многом схожи с грязевулканическими водами гидрокарбонатного натриевого типа Азербайджана [9], а также гидротермами (кратер, фумаролы) вулкана Эль Чичен в Мексике [10]. Подобный изотопный сдвиг может происходить за счет процессов взаимодействия вод с вмещающими горными породами, при этом чем больше время взаимодействия, тем больше сдвиг, а также за счет высокотемпературных преобразований минерального вещества пород.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Новиков Д. А., Доан В. Т. Термальные воды центрального Вьетнама // 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. 93–97.
2. Features of hydrogeology of Central Vietnam / V. T. Doan, T. K. V. Phan, F. V. Tran, D. A. Novikov // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами : матер. II Всероссийской конференции с участием иностранных ученых. – Владивосток : Дальнаука, 2015. – С. 234–237.
3. Nghiep V. C. List of mineral and hot water sources in Vietnam / Vietnam Department of Geology and Mineral Resources. – Hanoi, 1998. – 300 p. (in Vietnamese).
4. Preliminary geochemical and isotopic study of the south Trungbo geothermal area in central Vietnam / T. V. Nguyen, K. C. Nguyen, H. Long et al. // In Proceedings of the international conference: Isotope and geochemical techniques applied to geothermal investigations. – IAEA, Vienna, Austria, 1995. – P. 249–269.
5. Phan C. V. Geology of Cambodia, Laos and Vietnam // Geological survey of Vietnam, 2-nd edition. – Hanoi, 1991. – 158 p.
6. Quy H. H. Overview of the Geothermal potential of Vietnam // Geothermics. – 1998. – Vol. 27, № 1. – P. 109–115.
7. Tong-Dzuy T., Vu K. Stratigraphic units of Vietnam. – Hanoi : Vietnam National University Publisher, 2nd edition, 2011. – 554 p.
8. The identification of geothermal reservoir from exploration data in Bang hot spring, Central Vietnam / A. V. Tran, V. T. Doan, T. A. Tran, V. T. Dinh // Proceedings, 42nd workshop on geothermal reservoir engineering Stanford University. – Stanford, USA, 2017. – P. 1–8.
9. Воды грязевых вулканов Азербайджана: изотопно-геохимические особенности и условия формирования / В. Ю. Лаврушин, И. С. Гулиев, О. Е. Киквадзе и др. // Литология и полезные ископаемые. – 2015. – № 1. – С. 3–29.
10. Geochemistry of the volcano-hydrothermal system of El Chichón Volcano, Chiapas, Mexico / Y. Taran, T. P. Fisher, B. Pokrovsky et al. // Bull Volcanol. – 1998. – Vol. 59. – P. 436–449.

© Фан Ту Ким Ван, Д. А. Новиков, Доан Ван Туен, 2017

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПИРИТА В БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ И В ЗОНАХ ЕЕ ПЕРЕХОДА ВО ВМЕЩАЮЩИЕ ОТЛОЖЕНИЯ В ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНАХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА

Вика Георгиевна Эдер

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)323-33-03, e-mail: edervg@ipgg.sbras.ru

Альвина Григорьевна Замирайлова

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)323-33-03, e-mail: zamirailovaag@ipgg.sbras.ru

Пирит является одним из основных породообразующих компонентов черносланцевой баженовской свиты верхней юры – нижнего мела. Устанавливается относительно высокая корреляционная зависимость пирита и органического вещества для большинства изучаемых пород, в то же время существуют отклонения от этой зависимости. В зоне перехода от баженовской свиты к подачимовской пачке и георгиевской свите фиксируются прослои с повышенным содержанием пирита и относительно низким – органического углерода. Генезис пирита в этих прослоях связывается с диагенетической миграцией сульфидсодержащих растворов и осаждением железа на геохимических барьерах.

Ключевые слова: пирит, черные сланцы, верхняя юра, баженовская свита, диагенетическая миграция, редокс границы.

REGULARITIES OF THE PYRITE DISTRIBUTION IN THE BAZHENOV FORMATION AND TRANSITIONAL ZONES TO ENCLOSED DEPOSITS IN THE CENTRAL REGIONS OF THE WEST-SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN

Vika G. Eder

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)323-33-03, e-mail: edervg@ipgg.sbras.ru

Alvina G. Zamirailova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)323-33-03, e-mail: zamirailovaag@ipgg.sbras.ru

Pyrite is one of the main rock-forming components of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous black shale Bazhenov Formation. Relatively high correlation between pyrite and total organic carbon is revealed, but there are some deviations from this model. In a transitional zone from the Bazhenov Fm. to Podachimov pack and to underlying Georgiev Fm. interlayers with high pyrite and low total carbon contents are found. Genesis of pyrite in such layers are connected with diagenetic migration of sulfide bearing solutions and their deposition on geochemical barriers.

Key words: pyrite, black shales, Upper Jurassic, Bazhenov Formation, diagenetic migration, red-ox boundaries.

Баженовская черносланцевая свита является основным «нетрадиционным» источником углеводородов в России. Пирит рассматривается в качестве одного из основных породообразующих компонентов баженовской свиты, содержание которого по разрезу изменяется от 5–25 %. Как было показано ранее Р. А. Бернером [11], концентрации пирита в морских осадках хорошо коррелируются с органическим веществом, так как образование этого минерала контролируется количеством и реактивностью органического вещества. По мнению большинства исследователей [3, 4 и др.], во время формирования баженовской свиты преобладало сероводородное заражение, что совместно с накоплением существенного количества органического вещества способствовало образованию значительных концентраций рассматриваемого минерала. Пирит в баженовской свите присутствует преимущественно в виде фрамбоидов, реже встречается в микрокристаллическом виде, в ряде случаев замещает реликты радиолярий или линзочки керогена. Образование фрамбоидального пирита считается обусловленным деятельностью сульфатредуцирующих бактерий [2, 8, 13 и др.]. Ранее горизонты с повышенным содержанием пирита (пиритовые) в составе верхней части баженовской свиты были описаны М. Ю. Зубковым [5, 6], И.В. Панченко с соавторами [9] и другими учеными. Согласно последним из вышеупомянутых авторов, граница с подачимовскими глинами, перекрывающими баженовскую, достаточно постепенная, но подчеркнута в керне мало-мощной (первые сантиметры) зоной пиритизации. М. Ю. Зубков [6] отметил, что в одной из скважин на Салымском месторождении был зафиксирован пласт толщиной до 1 м, сложенный на 40–60 % пиритом, на 25–30 % – карбонатами (кальцит, доломит, сидерит). Как можно видеть, существование повышенных концентраций пирита в зоне перехода от баженовской к перекрывающим отложениям ранее было отмечено, но генезис этих образований не был обсужден. То же касается и пиритизации пород, наблюдаемой в кровле георгиевской свиты, литология которой в литературе освещена существенно меньше.

Согласно Ю. О. Гаврилову [1], резкие границы между отложениями разного состава часто являются так называемыми геохимическими барьерами, на которых в диагенезе происходит концентрация карбонатных, кремниевых, сульфидных и других компонентов. Явления сульфидной миграции вещества были ранее также описаны Н. М. Страховым [10] и другими исследователями. Ю. О. Гаврилов [1] отмечал проявление рассматриваемых процессов в нижнепалеозойских отложениях Китая, в эоценовых толщах юга России и др. Обычно свидетельств миграции сульфидов следует ожидать на границах осадков, формировавшихся в различных окислительно-восстановительных условиях [1]. Существенные концентрации пирита могут наблюдаться в осадках с низким содержанием органического углерода (C_{org}), в которых на стадии диагенеза происходило осаждение этого минерала химическим путем из мигрировавших растворов. Таким образом, в зонах перехода от баженовской свиты к перекрывающим и подстилающим отложениям на интервалах, где происходила резкая смена геохимической обстановки, могут быть обнаружены свидетельства подобных явлений сульфидной миграции. В этом случае коррелятивная зависимость

между пиритом и органическим углеродом, описанная Р. А. Бернером [11], будет отсутствовать.

Настоящая работа направлена на установление закономерностей распределения пирита в баженовской свите, выявление литологических свидетельств диагенетической миграции сульфидов. Полученные результаты будут способствовать уточнению истории формирования в диагенезе баженовской свиты и отложений зон ее перехода во вмещающие отложения, а также могут быть использованы при интерпретации данных ГИС и магнитостратиграфии. В качестве объекта исследования выбрано 16 разрезов баженовской свиты центральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна (ЗСБ), расположенных в пределах Мансийской синеклизы, Хантейской гемиантеклизы и Южно-Надымской мегамоноклизы. Большинство изученных скважин характеризуются 100 % выходом керна, что позволяет существенно детализировать исследования. В методику работ входило детальное литологическое описание керна, шлифов пород на микроскопе Olympus BX-59, а также химические анализы пород: определение содержания основных породообразующих компонентов методом РФА, анализ форм железа и серы методом мокрой химии, определение содержания органического углерода весовым полумикрометодом с помощью экспресс-анализатора (АН-7529) на углерод. Для каждого разреза с целью уточнения закономерностей вертикального распространения пирита и органического углерода, а также изменения окислительно-восстановительного режима в диагенезе были построены кривые распределения рассматриваемых компонентов, а также степени пиритизации железа ($СП = Fe \text{ пиритное} / (Fe \text{ пиритное} + Fe \text{ растворимое в HCl})$) [12]. Проанализированы корреляционные зависимости между пиритом и C_{org} (при помощи программы Excel).

В волжском веке позднеюрская трансгрессия в Сибири достигла своего максимума [7]. На рассматриваемой территории нижняя и верхняя границы баженовской свиты с вмещающими отложениями по литологическому составу главным образом постепенные. Верхняя граница свиты в Северо-Сургутском районе достаточно четко фиксируется по резкой смене цвета пород, обусловленной существенным понижением содержания органического углерода. Темно-бурые массивные микститы глинистые баженовской свиты сменяются на светло-серые тонкослоистые породы подачимовской пачки близкого состава. В случае с зоной перехода георгиевской свиты в баженовскую граница фиксируется по появлению онколитов и глауконита в георгиевской свите. При более детальном изучении шлифов пород и геохимии изучаемых отложений устанавливается преобладание в баженовской свите аутигенного кремнезема и повышенное содержание органического углерода (4–6 %). В георгиевской свите кварц главным образом терригенный, содержание C_{org} заметно понижено (0,5–2 %). Анализ значений степени пиритизации железа показал, что породы георгиевской свиты в диагенезе формировались в условиях от окислительных до переходных ($СП = 0,3–0,5$), а породы баженовской свиты – в восстановительных ($СП = 0,7–0,95$). Подобная резкая смена геохимических условий наблюдается и у верхней границы свиты. Построение кривых распределения содержаний

пирита и органического углерода по разрезам баженовской свиты и зонам перехода во вмещающие отложения показало, что в зоне перехода от свиты к подачимовским глинам, а также в кровле георгиевской свиты наблюдаются породы с высоким содержанием пирита и низким – органического углерода. У верхней и нижней границ свиты резко падает в породах содержание $C_{орг}$: от 9–15 % до 1–4 %. При этом содержание пирита, напротив, повышается (10–25 %). Как было упомянуто выше, согласно [1], существование подобных горизонтов встречается на границе двух разных по литологическим и геохимическим характеристикам толщ на границах смены окислительно-восстановительного режима осадка в диагенезе. В случае с баженовской свитой различия с вмещающими отложениями в литологическом составе не всегда очевидны, но при более детальном изучении обнаруживаются свидетельства существенных изменений в условиях формирования. Таким образом, при проведении анализа степени зависимости между пиритом и органическим углеродом в баженовской свите целесообразно включать «приграничные» образцы, так как в них в силу рассмотренного выше генезиса заведомо корреляция между этими двумя величинами будет отсутствовать.

При анализе корреляционной зависимости пирита и органического углерода в изученных разрезах баженовской свиты устанавливаются низкие значения коэффициента детерминации ($R^2 = 0,1–0,3$), при этом в большинстве скважин основная масса образцов выделяется в группу, явно подчиняющуюся линейной зависимости. Также наблюдается небольшая группа отскоков от этой зависимости. Определено, что образцы, относящиеся к последней из вышеупомянутых групп, это породы зон перехода (георгиевской свиты в баженовскую и баженовской свиты в отложения подачимовской пачки) с относительно низкими содержаниями $C_{орг}$ и повышенными – пирита. При последующей попытке построения корреляционной модели, не включающей рассмотренные выше «приграничные» образцы, значение коэффициента корреляции увеличивается до 0,5–0,8, т. е. зависимость между рассматриваемыми параметрами становится относительно высокой. Таким образом, в целом в центральной части ЗСБ в большинстве разрезов баженовской свиты устанавливается относительно значимая корреляционная связь между $C_{орг}$ и пиритом, что свидетельствует о нахождении этих компонентов на месте их образования. В зонах перехода эта зависимость не наблюдается вследствие отсутствия генетической связи между двумя рассматриваемыми компонентами. Как было упомянуто выше, на этих горизонтах происходило осаждение пирита химическим путем вследствие диагенетической миграции сульфидсодержащих растворов.

Выводы

1. Корреляционная зависимость между органическим углеродом и пиритом в баженовской свите изученных разрезов центральной части ЗСБ относительно высока ($R^2 = 0,5–0,8$). Существенного диа- и катагенетического перераспределения этих компонентов по разрезу свиты не наблюдается.

2. В кровле георгиевской свиты и подошве подачимовской пачки, вблизи границы с баженовской свитой присутствуют прослои с высоким содержанием пирита (10–25 %) и низким – керогена (1–4 %). В них отсутствует корреляционная зависимость между пиритом и $S_{орг}$. Образование таких прослоев связывается с диагенетической миграцией сульфидсодержащих растворов и осаждением их на границе изменения высоковосстановительных на окислительные условия в осадке.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гаврилов Ю. О. Диагенетическая миграция сульфидов в отложениях различных обстановок седиментации // Литология и полезные ископаемые. – 2010. – № 2. – С. 133–150.
2. Герасименко Л. М., Заварзин Г. А. Реликтовые цианобактериальные сообщества // Проблемы доантропогенной эволюции биосферы. – М.: Наука, 1993. – С. 222–253.
3. Гурари Ф. Г., Матвиенко Н. И. Палеогеография баженовской свиты по распространению в ней урана // Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1980. – № 275. – С. 81–91.
4. Захаров В. А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразие. – М., 2006. – С. 552–568.
5. Зубков М. Ю. Состав, строение и условия образования пород баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Литология и полезные ископаемые. – 2001. – № 1. – С. 37–48.
6. Зубков М. Ю. Региональный и локальный прогнозы нефтеносности баженовской и абалакской свит (Западная Сибирь) // Горные ведомости. – 2016. – № 3–4. – С. 46–68.
7. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрский период / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.
8. Савельева О. Л., Савельев Д. П., Чубаров В. М. Фрамбоиды пирита в углеродистых породах смагинской ассоциации п-ова Камчатский Мыс // Вестник КРАУНЦ. Науки о земле. – 2013. – № 2 (22). – С. 144–151.
9. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения керн и ГИС / И. В. Панченко, В. Д. Немова, М. Е. Смирнова и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 22–34.
10. Страхов Н. М. Основы теории литогенеза. Т. II. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – 574 с.
11. Berner R. A. Sedimentary pyrite formation: an update // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1983. – Vol. 48. – P. 605–615.
12. Degree of pyritization of iron as a paleoenvironmental indicator of bottom-water oxygenation / R. Raiswell, F. Buckley, R. A. Berner, T. F. Anderson // *J. Sediment. Petrol.* – 1988. – Vol. 58. – P. 812–819.
13. Suits N. S., Wilkin R. T. Pyrite formation in the water column and sediments of a meromictic lake // *Geology*. – 1998. – Vol. 26, № 12. – P. 1099–1102.

© В. Г. Эдер, А. Г. Замирайлова, 2017

ТИПИЗАЦИЯ РАЗРЕЗОВ ВЕНДСКО-КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СЕВЕРО-АЛДАНСКОЙ НГО

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, тел. (383)306-63-70, e-mail: FominAM@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, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Северо-Алданская НГО – территория, на которой впервые на Сибирской платформе начались геологоразведочные работы на углеводородное сырье. Но, несмотря на 80-летие этих исследований, перспективы нефтегазоносности остаются недоизученными. В данной работе проанализирована литолого-фациальная характеристика и проведена типизация разрезов вендско-кембрийских отложений. Эти построения могут быть полезными для постановки нефтегазопроисловых работ на рассматриваемой территории.

Ключевые слова: Северо-Алданская нефтегазоносная область, нефтегазоносность, венд, кембрий.

VENDIAN-CAMBRIAN SEDIMENTARY SECTION TYPIFICATION OF WESTERN PART OF NORTH-ALDAN PETROLEUM-BEARING REGION

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Rresearch Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev

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

North-Aldan petroleum-bearing region is the area on which for the first time within Siberian platform hydrocarbon resources exploration had begun. Despite of eighty-year history of research petroleum prospects are underexplored. In this article lithological and facial features analysis and typification of Vendian-Cambrian sedimentary sections were made. The results can be useful for further oil and gas exploration on studied area.

Key words: North-Aldan petroleum-bearing region, petroleum prospects, Vendian, Cambrian.

Нефтегазоразведочные работы на территории западной части Северо-Алданской НГО начались в 30-х годах прошлого века. В 1937 году известным геологом В. М. Сенюковым в скважине № 1 Ченкиямской площади из кембрийских отложений (как тогда казалось) был получен самый первый приток нефти

на Сибирской платформе. В настоящее время эти отложения отнесены к кудулахской свите венда.

За 80-летнюю историю работ на территории западной части Алданской антеклизы пробурено около 80 скважин. На раннем этапе изучения закладывались преимущественно структурно-картировочные скважины глубиной до 1 000 м. В 80-х годах прошлого века бурились параметрические и поисковые скважины. Было открыто Бысахтахское газовое месторождение. На ряде площадей (Кэдэргинская, Мухтинская, Джарджанская) были получены притоки УВ из вендских и кембрийских отложений, в разрезе большинства пробуренных скважин отмечались те или иные признаки нефтегазоносности. Все это свидетельствуют о региональной нефтегазоносности отложений венда и кембрия этой территории.

Для построения литолого-фациальных схем в рамках проведенного исследования были переосмыслены ранее выполненные построения с учетом современных данных по глубокому бурению и сейсморазведочным работам. Анализ геолого-геофизических материалов показал сложность и неоднородность геологического строения рассматриваемой части разреза.

В геологическом разрезе вендских и ниже-среднекембрийских отложений можно выделить три комплекса отложений. Нижний из них, относящийся к непскому региональному горизонту, включает торгинскую (представленную переслаиванием аргиллитов, алевролитов, мергелей, доломитов, известняков и реже песчаников) и сералахскую (представленную тонким переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников в нижней части и аргиллитами с прослоями глинистых доломитов и алевролитов в верхней части), средний – отложения от бюксской до юряхской свиты включительно (тирский и даниловский региональные горизонты), верхний – ниже-среднекембрийские отложения.

Комплекс отложений торгинской и сералахской свит развит на большей части рассматриваемой территории. Отсутствие этих отложений отмечено на Кумахской, Северо-Синской и Верхнесинской площадях (рис. 1). Накопление торгинской свиты происходило, по-видимому, в условиях мелководных шельфовых равнин, после предсералахского перерыва осадконакопление возобновилось с преобладанием прибрежно-морских обстановок. По наличию или отсутствию в разрезе торгинской свиты было выделено два типа разреза.

Первый тип разреза включает отложения торгинской и сералахской свит и имеет распространение на западе изучаемой территории (Берёзовская впадина и Кемпендяйский прогиб). Максимальная, вскрытая в скважине Бысытах-Кюельская 2730, мощность этих отложений составила 850 м. При движении на восток торгинская свита выпадает из разреза за счет предсералахского перерыва в осадконакоплении и стратиграфического прилегания к поверхности рифея и фундамента. Граница выклинивания сералахской свиты прослежена по данным корреляции скважин и сейсморазведки.

Сералахская свита залегает несогласно на различных горизонтах торгинской свиты и перекрывается отложениями тирского и даниловского региональных стратиграфических горизонтов. В составе перечисленных горизонтов выделяются снизу вверх бюкская, кудулахская, успунская и частично юряхская

свиты. Формирование этих отложений происходило в обстановках приливно-отливных равнин и прибрежных лагун [1]. В Ленской структурно-фациальной зоне их аналогом является устьюдомская свита. Отсутствие этих отложений отмечено на Якутском своде, в районах Алданского щита и Сунтарского свода. Анализ особенностей литологического состава свит позволяет выделить три типа разреза этих отложений.

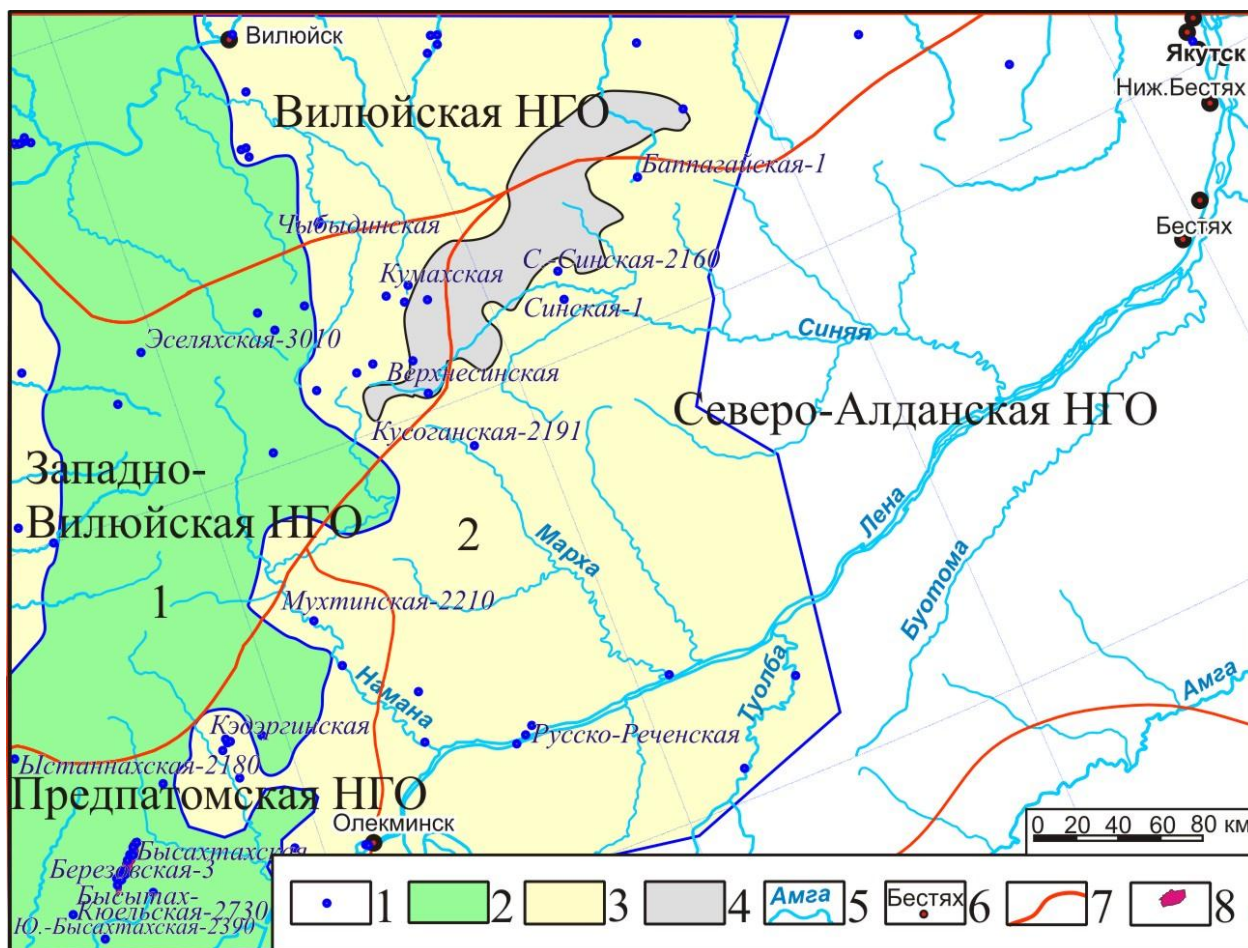


Рис. 1. Районирование терригенно-карбонатных отложений венда (торгинская и сералахская свиты) по типам разреза:

1 – скважины; 2 – первый тип разреза; 3 – второй тип разреза; 4 – область отсутствия сералахской свиты; 5 – реки; 6 – населенные пункты; 7 – границы нефтегазоносных областей; 8 – контуры месторождений. Белым цветом показана территория, не входящая в контур построений

Первый тип выделен в юго-западной части территории исследования, где в бюксой свите получила распространение торсальская пачка солей. Максимальная мощность пачки в скважине Южно-Бысахтахская 2390 достигает 336 м. В северном и северо-восточном направлении торсальская пачка выклинивается. Граница выклинивания торсальских солей нами рассматривается как граница между первым и вторым типом разрезов сульфатно- и галогенно-карбонатного

венда. Успунская и кудулахская свиты характеризуется относительно выдержанной мощностью, каждая около 120–130 м. В скважине Мухтинская 2210, в районе которой торсальские соли выклиниваются, мощность бюкской свиты составляет 165 м. Граница выклинивания торсальской пачки пройдет в области суммарных толщин бюкской, успунской кудулахской свит примерно 410–430 м (рис. 2).

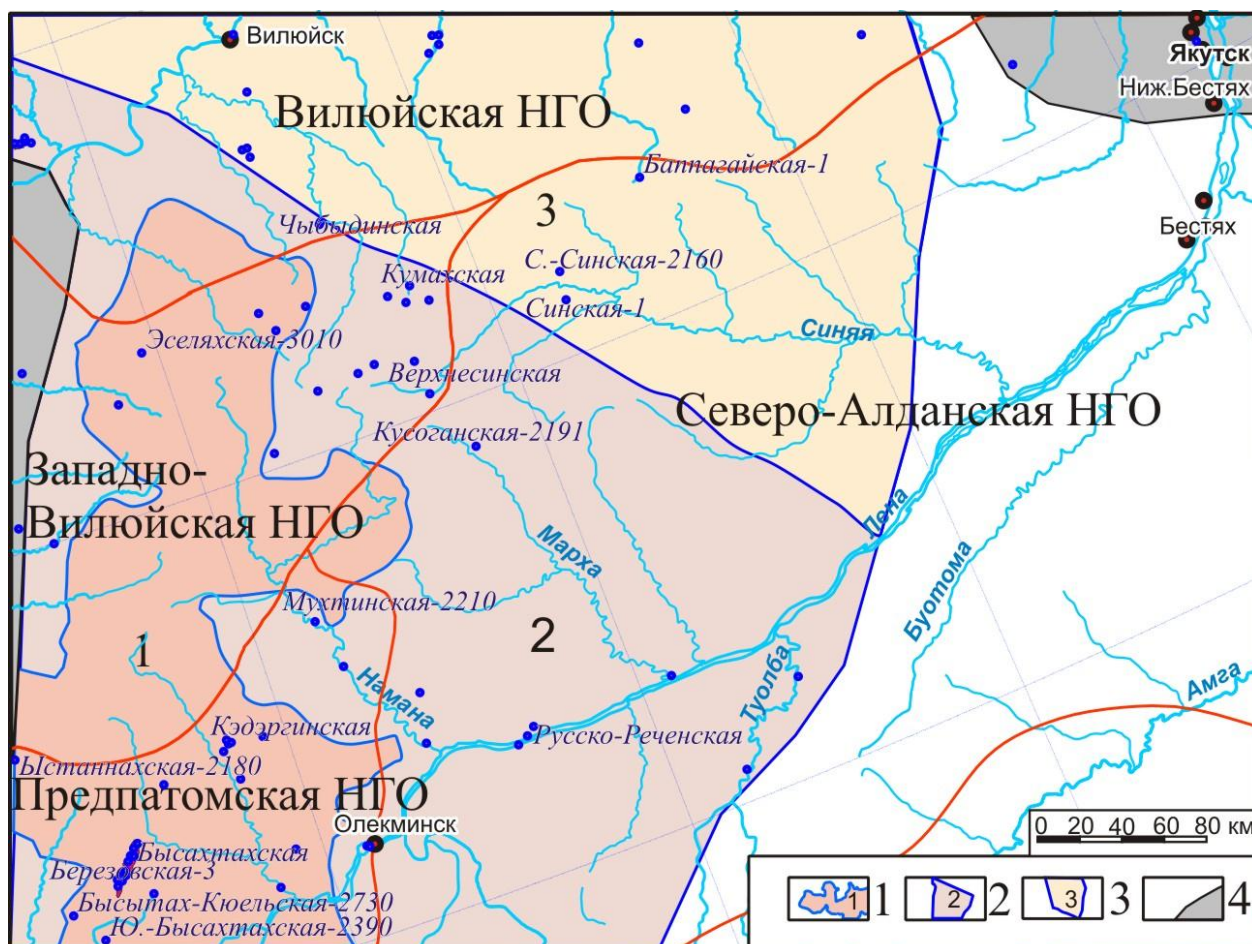


Рис. 2. Районирование галогенно-карбонатных отложений венда (бюкская – юряхская свиты) по типам разреза:

1 – первый тип разреза; 2 – второй тип разреза; 3 – третий тип разреза, 4 – отсутствие отложений венда. Белым цветом показана территория, не входящая в контур построений

На северо-востоке рассматриваемой территории границы между бюкской, кудулахской и успунской свитами постепенно исчезают. На этом основании Б. Б. Шишкиным в разрезах Синской и Баппагайской скважинах была выделена устьюдомская свита [2]. Граница замещения бюкской, кудулахской и успунской свит устьюдомской свитой проходит в районе распространения вышележащей айхальской рифогенной толщей кембрия, что является границей второго и третьего типов разреза.

Взаимоотношение различных структурных подразделений в фациальных регионах кембрия имеет весьма сложный, а в ряде случаев неоднозначный характер. Определяется это сложностью геологического строения этого района, недостатком фактического, прежде всего палеонтологического, материала, а также относительно низкой степенью изученности. Тем не менее в работах С. С. Сухова, В. А. Асташкина и др. была разработана «Принципиальная модель соотношения внутришельфовых (соленосных), рифовых и открытоморских (бассейновых) фациальных комплексов кембрия Сибирской платформы» [3]. Принимая во внимание построения вышеназванных авторов, а также результаты собственных исследований, можно выделить три типа разрезов нижнего и среднего кембрия (рис. 3).

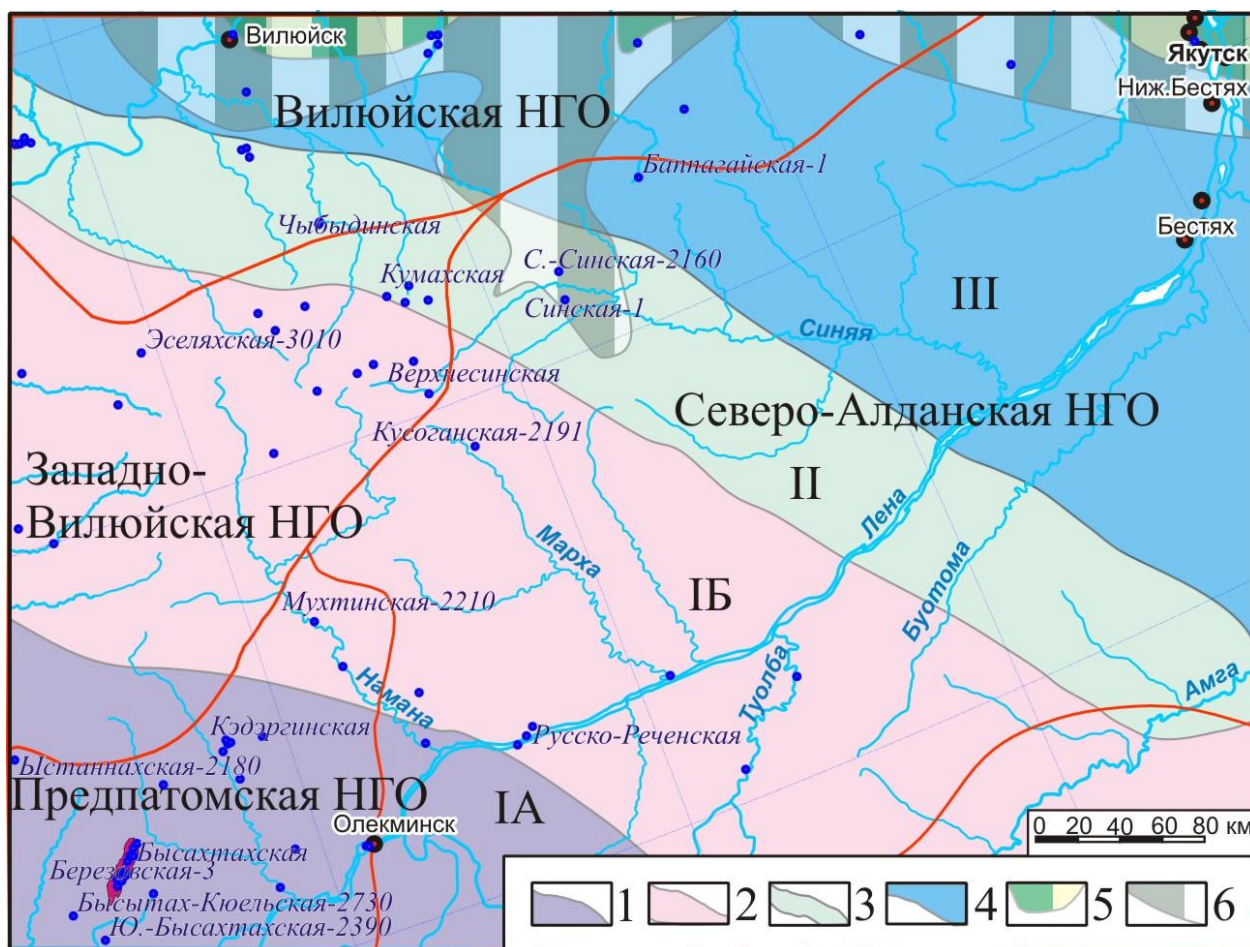


Рис. 3. Районирование ниже-среднекембрийских отложений по типам разреза: типы разрезов: 1 – подтип IA, 2 – подтип IB, 3 – тип II, 4 – тип III; выявленные и предполагаемые зоны отсутствия отложений: 5 – среднекембрийских, 6 – верхнекембрийских

Первый тип кембрийского разреза распространен в западной части территории (Березовская впадина, северо-западный склон Алданской антеклизы). Он относится, согласно проведенному районированию [4], к Турухано-Иркутско-Олекминскому фациальному региону и представлен чередованием соленосных

и карбонатных отложений с содержанием каменной соли в составе юрегинской, чарской, метегерской свит и верхнетолбачанской подсвиты до 30–50 %. В пределах типа I можно выделить два подтипа: IA и IB, подтип IA распространен в западной части – Березовская, Кэдэргинская, Ыстанахская площади и прилегающие к ним территории.

Подтип IB распространен в восточной части (Русско-Реченская, Мухтинская, Эсэляхская площади), здесь отложения нелбинской, юрегинской и билирской свит замещаются на бессолевою юедейскую свиту (Є1tm-at). На территории распространения подтипа IB первыми исчезают соли метегерской свиты, лежащие ближе к поверхности, затем чарской и далее всех на восток проходят соли толбачанской свиты.

Второй тип разреза – это линейно протягивающаяся Западно-Якутская рифовая система (Анабаро-Синский фациальный регион). Здесь широко распространены водорослевые постройки различных площадных размеров и шлейфы обломочных карбонатов. Эта зона шириной несколько десятков километров (внешняя бессолевая зона) рассматривается в качестве седиментационного (рифогенного) барьера, отделяющего солеродную лагуну от некомпенсированного прогиба на северо-востоке платформы. Здесь выделяются несколько разновозрастных и различающихся по типу рифовых комплексов, последовательно, латерально (в северо-восточном направлении) наращивающих друг друга. Наиболее мощные, до 500–600 м, рифовые образования формировались в амгинском веке (вскрыты в Северо-Синской скважине). Выше лежат глинисто-карбонатные, нередко сульфатизированные, до засоленных, отложения, перекрытые верхоленской серией.

Третий тип разреза относится к Юдомо-Оленекскому региону. Разрез представлен отложениями пестроцветной свиты (известняки, глинистые известняки, мергели), выше залегают темно-серые и черные глинистые известняки и кремнисто-глинистые породы, обогащенными рассеянным органическим веществом (иниканская свита) [5].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития) / МПР РФ, СНИИГГИМС. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.
2. Шишкин Б. Б. Вендские отложения юго-восточной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 3. – С. 3–10.
3. Сухов С. С., Варламов А. И. Кембрийские рифовые образования Якутии (к истории исследований и перспективам их нефтегазоносности) // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы : сб. науч. статей. – Якутск : ЯФ Изд-ва СО РАН, 2004. – С. 63–78.
4. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири, часть I (верхний докембрий, нижний палеозой). – Новосибирск, 1983. – 216 с.
5. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А. С. Анциферов, В. Е. Бакин, В. Н. Варламов и др. – М. : Недра, 1981. – 552 с.

© А. М. Фомин, С. А. Мусеев, 2017

МИНЕРАЛЫ ГРУППЫ КАОЛИНИТА В НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Людмила Галериевна Вакуленко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)323-23-03, e-mail: VakulyenkoLG@ipgg.sbras.ru

Татьяна Петровна Аксенова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории седиментологии, тел. (383)323-23-03, e-mail: AksenovaTP@ipgg.sbras.ru

Петр Александрович Ян

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, зав. лабораторией седиментологии, тел. (383)323-23-03, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

Выполнен анализ закономерностей распространения минералов группы каолинита в составе алеврито-глинистых и цементе терригенных нижнеюрских пород Западной Сибири. Они определяются составом и удаленностью источников сноса, условиями формирования и постседиментационного преобразования отложений.

Ключевые слова: каолинит, диккит, катагенез, нижняя юра, Западная Сибирь.

MINERALS OF THE KAOLINITE GROUP IN THE LOWER JURASSIC DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA

Lyudmila G. Vakulenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, Ph. D., Associate Professor, Leading Researcher of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)323-23-03, e-mail: VakulyenkoLG@ipgg.sbras.ru

Tatiana P. Aksanova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, Chief Engineer of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)323-23-03, e-mail: AksanovaTP@ipgg.sbras.ru

Peter A. Yan

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, Ph. D., Associate Professor, Head of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)323-23-03, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

The analysis of the distribution regularities of minerals of the kaolinite group in the Lower Jurassic mudstones and clastic rocks of West Siberia was carried out. These regularities are determined by the composition and distance of source rocks, depositional conditions and postsedimentary transformations of sediments.

Key words: kaolinite, dickite, catagenesis, Lower Jurassic, West Siberia.

Состав, распространение, генезис и индикаторные возможности отдельных слоистых силикатов, в том числе и минералов группы каолинита, в юрских отложениях Западной Сибири рассмотрены в работах Т. Ф. Антоновой, Е. А. Жуковской, О. Г. Зарипова, М. Ю. Зубкова, Б. А. Лебедева, А. Д. Коробова, Н. М. Недоливко, Г. Н. Перозио, Е. А. Предтеченской, Г. Э. Прозоровича, Р. С. Сахибгареева, З. Я. Сердюк, Э. П. Солотчиной, И. Н. Ушатинского и многих других.

Среди минералов каолининовой группы в нефтегазовой геологии большой интерес вызывают каолинит и диккит. Известно, что они имеют самую низкую емкость поглощения среди глинистых минералов, являются гидрофобными минералами, не сорбируют нефть, повышают извлечение нефти из продуктивных пластов. Присутствие перекристаллизованного каолинита, и тем более диккита, увеличивает пористость алеврито-песчаных пород из-за появления дополнительного пустотного пространства в агрегатах более крупных кристаллов указанных минералов.

Каолинит является главным компонентом кор выветривания латеритного типа, развиваясь в зоне гипергенеза в кислых условиях среды преимущественно по полевым шпатам и слюдам. Аллотигенный каолинит участвует в формировании алеврито-глинистых отложений в континентальных (аллювиально-озерно-болотных), в меньшей степени прибрежно-морских, обстановках осадконакопления. Он может являться аутигенным минералом терригенных пород, формируясь на стадии диагенеза, подстадиях начального и среднего катагенеза [5], а также в процессе наложенного низкотемпературного эпигенеза [2]. Менее распространенным минералом является диккит, образующийся в позднем катагенезе в условиях повышенных температур и давлений. Кроме того, как и каолинит, он может иметь гидротермальный генезис. По мнению А. Д. Коробова [3], диккит необходимо рассматривать как стресс-минерал, а триклинный каолинит – как антистресс-минерал.

В юрских отложениях Западной Сибири каолинит (иногда совместно с диккитом) является часто встречающимся глинистым минералом в различных гранулометрических классах терригенных и глинистых пород. Наши многолетние исследования нефтегазоносных горизонтов и горизонтов-флюидоупоров позволили получить большой фактический материал, в том числе и по минералогии глинистого вещества (аналитики Э. П. Солотчина, Г. М. Писарева), анализ которого дает возможность установить закономерности распространения, состав, генезис и индикаторные возможности отдельных слоистых силикатов при определении условий мобилизации осадочного материала, его транспортировки, седиментации и степени постседиментационных преобразований.

Изучение глинистого вещества нижнеюрских пород показало его полиминеральный состав. Основными глинистыми минералами являются диоктаэдрическая слюда $2M_1$, иногда с примесью $1M$, каолинит, хлорит, смешанослойные минералы типа иллит/сметтит. Устойчивой является ассоциация диоктаэдрической слюды, каолинита и хлорита, при преобладании или каолинита, или диоктаэдрической слюды. В данной работе представлены результаты анализа мине-

ралов группы каолинита в нижнеюрских отложениях Обь-Тазовской и Обь-Иртышской фациальных областей.

В Обь-Тазовской области состав глинистых минералов наиболее детально изучен во Фроловском районе [1, 4]. Продуктивные пласты ЮК₁₁ и ЮК₁₀ пролювиально-аллювиального генезиса сложены существенно кварцевыми, реже литокластито-кварцевыми песчаниками различной крупности, конгломератами, гравелитами и алевролитами. Каолинит совместно с разным количеством диккита формирует поровый цемент, кристаллы в пустотах полевых шпатов и в разной степени замещает их обломки, иногда вплоть до реликтов. Его содержание варьирует от первых до 15 %. Выявлена прямая зависимость между увеличением крупности терригенного материала и содержанием диккита. Увеличение доли диккита сопровождается уменьшением содержания каолинита и увеличением степени структурной упорядоченности последнего ($K_{кр}$ – до 1). В алевролитах глинистые минералы представлены каолинитом низкой степени структурной упорядоченности ($K_{кр} < 0,5$), диоктаэдрической слюдой, хлоритом и смешанослойным каолинит/диккитом. В составе нижнеюрских аргиллитов доминирует каолинит низкой степени структурной упорядоченности, диккит не обнаружен. Степень катагенеза отложений, по данным А. Н. Фомина, варьирует от конца среднего до середины позднего катагенеза (градации МК₁²-МК₃¹).

Подобная ситуация в терригенных породах базальных пластов осадочного чехла наблюдалась в целом ряде скважин: Восточно-Правдинской-1305 на юге Фроловского района, Вездеходной-4 в центре Ажарминского района, Северо-Фестивальной-2 в центре Нюрольского района, Дедовской-2 на юге Колпашевского района и других. Заметное содержание каолинита обеспечивал близкий источник сноса с латеритной корой выветривания, зачастую это были местные выступы фундамента, сложенные гранитоидами. На это также указывают часто встречающиеся обломки каолинитового состава, являющиеся полностью замещенными кристаллами полевых шпатов, и наличие гиббсита (5–15 %) в составе глинистого вещества зимнего горизонта в Восточно-Правдинской-1305.

В «подтогурских» алевроито-глинистых, нередко углистых отложениях каолинит широко распространен на юге Варьеганского, Нюрольского, Колпашевского районов (Эниторская-971, Салатская-1, Пономаревская-2 и др.). Соотношения между ним и диоктаэдрической слюдой варьируют в широком диапазоне. Содержание каолинита и степень его упорядоченности меняются от 10–15 % (неупорядоченная разновидность) до 70–90 % (средняя степень структурной упорядоченности). Второстепенными минералами являются хлорит, реже иллит/смектит, иногда бертьерин. Такое изменчивое соотношение глинистых минералов можно объяснить влиянием состава и удаленности источников сноса, а также условиями формирования отложений (пойменно-болотные, лагунные). Возможно на раскристаллизацию каолинита влияет присутствие сидерита и органического вещества. Степень катагенеза отложений варьирует от градации МК₁² до МК₃¹.

На севере Широкого Приобья (Варьеганский район) в «подтогурских» отложениях каолинит является второстепенным минералом как в цементе терри-

генных, так и в составе глинистых пород. На востоке Западной Сибири в Часельском фациальном районе в аллювиальных песчаниках зимнего горизонта хорошо окристаллизованный каолинит выполняет лишь отдельные поры. На юго-востоке в скважинах Восток-1, 3, 4 в составе глинистых пород, подверженных изменениям среднего катагенеза ($МК_1^1$ - $МК_1^2$), каолинита – 10–25 %. Небольшое содержание его в разрезах, приближенных к областям сноса, вероятно, объясняется меньшим развитием латеритных кор выветривания полного профиля, размывом не только верхних, но и нижних их горизонтов, существенным проявлением физического выветривания.

Большой фактический материал по распределению глинистых минералов китербютского горизонта получен для юго-востока Западной Сибири. Здесь установлено 3 типа разрезов (глинистый, глинисто-алевритовый и песчаный), характеризующихся различным составом глинистого вещества. В глинистом типе (Северо-Фестивальные-1, 2, Пономаревская-2, Западно-Тымская-1 и др.) основными минералами являются диоктаэдрическая слюда и каолинит, причем доминирует либо первый, либо второй. Отношение содержания каолинита к диоктаэдрической слюде+иллит/смектиту варьирует от 0,45 до 3,84. В глинисто-алевритовом типе (Арчинская-54, 58, Южно-Тамбаевская-75, Северо-Калиновская-30 и др.) это отношение в аргиллитах ниже и в среднем составляет 0,33. В алевролитах Вездеходной-4 и Дедовской-1 каолинит преобладает (до 50 %). Характерной чертой глинистых пород третьего типа разрезов является высокое содержание в них диоктаэдрической слюды, отсутствие иллит/смекита, второстепенная роль каолинита (от 5 до 25–30 %). В аргиллитах всех типов разрезов преобладает каолинит средней степени структурной упорядоченности ($K_{кр}$ – 0,4–0,6). В первом типе также нередко встречается низкоупорядоченный каолинит. В отдельных случаях (Вездеходная-4, Дедовская-2) в алевролитах каолинит имеет степень упорядоченности, близкую к высокой ($K_{кр}$ – 1). На востоке Ажарминского района (Восток-1, 3, 4) в составе глинистого вещества содержание каолинита варьирует в пределах 10–30 %, так же, как и в разрезах Широкого Приобья.

Состав глинистых минералов существенно меняется в центральной части Уренгойского района, где нижнеюрские отложения залегают на больших глубинах (4–5 км) и подвержены изменениям подстадии позднего катагенеза, а иногда и начала метагенеза. Здесь в алеврито-глинистых породах каолинит часто отсутствует либо является второстепенным минералом (5–10, в отдельных разрезах до 20–25 %), что объясняется формированием осадков на значительном удалении от береговой линии, так как частицы каолинита по сравнению с другими глинистыми минералами обладают наибольшими размерами и осаждаются в близбереговой зоне бассейна. Такая ситуация отмечается и для глинистых отложений китербютского горизонта морского генезиса в центральной части Западной Сибири. Кроме того, для пород, затронутых значительными постседиментационными изменениями, возможен переход каолинита в более устойчивую диоктаэдрическую слюду. При этом каолинит, сформированный в континентальных пресноводных бассейнах, будет характеризоваться дли-

тельной устойчивостью в процессе постседиментационных изменений, а каолинит нормально-морских бассейнов способен изменяться с большей скоростью. В цементе грубообломочных пород в основании юрского разреза Уренгойского района отмечается диккит, а в песчаниках – небольшое количество каолинита, формирующего поровый цемент и развивающегося по обломкам полевых шпатов.

В целом, основываясь на наших данных, можно отметить, что ассоциация глинистых минералов с преобладанием каолинита в составе алеврито-глинистых пород в основном встречалась в нижнеюрских отложениях, в отличие от порового каолинита алеврито-песчаных пород, отмечающегося на многих уровнях. Судя по литературным и нашим данным, диккит в юре Западной Сибири имеет как гидротермальное, так и катагенетическое происхождение. Обнаружен он в континентальных и прибрежно-морских отложениях. Наличие в нижнеюрских породах каолинита различной структурной упорядоченности, смешанослойного каолинит/диккита и диккита можно использовать при определении обстановок осадконакопления и степени постседиментационных преобразований отложений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Диккит в нижнеюрских отложениях Талинской зоны нетегазонакопления / А. Э. Конторович, Э. П. Солотчина, Ю. П. Казанский, В. В. Казарбин // ДАН СССР. – 1995. – Т. 342, № 3. – С. 350–353.
2. Копелиович А. В. Эпигенез древних толщ юго-запада Русской платформы. – М. : Наука, 1965. – 310 с.
3. Коробов А. Д., Коробова Л. А. Пульсирующий стресс как отражение тектоно-гидротермальной активизации и его роль в формировании продуктивных коллекторов чехла (на примере Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 6. – С. 4–12.
4. Литология коллекторов Талинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) / Ю. П. Казанский, В. В. Казарбин, Э. П. Солотчина и др. // Геология и геофизика. – 1993. – Т. 34, № 5. – С. 22–31.
5. Логвиненко Н. В., Орлова Л. В. Образование и изменение осадочных пород на континенте и в океане. – Л. : Недра, 1987. – 237 с.

© Л. Г. Вакуленко, Т. П. Аксенова, П. А. Ян, 2017

НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (УТОЧНЕННАЯ ВЕРСИЯ)

Алексей Эмильевич Конторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, академик, научный руководитель ИНГГ, тел. (383)306-63-70

Лев Маркович Буриштейн

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, тел. (383)306-63-70

Владимир Иванович Вальчак

ОАО «Енисейгеофизика», 663180, Россия, Красноярский край, г. Енисейск, ул. Кирова, 81, главный геолог, тел. (391)298-56-70, e-mail: common@e-geo.ru

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, тел. (383)306-63-70

Алевтина Олеговна Гордеева

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, тел. (383)306-63-70

Елена Николаевна Кузнецова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)306-63-70

Владимир Алексеевич Конторович

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)306-63-70

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, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Максим Юрьевич Скузоватов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)306-63-70

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, тел. (383)306-63-70

На основании анализа геолого-геофизических данных дана уточненная схема нефтегазо-геологического районирования. Предложено отказаться от выделения Катангской и Сюгджерской НГО. На месте Сюгджерской и северной части Катангской НГО выделена Центрально-Тунгусская НГО. Южная часть Катангской НГО включена в состав Непско-Ботуобинской НГО. Южная граница Северо-Тунгусской НГО проводится по южной границе «Великой Сибирской системы кембрийских барьерных рифов». Приведена оценка ресурсов УВ.

Ключевые слова: нефтегазогеологическое районирование, Сибирская платформа, оценка ресурсов углеводородов.

PETROLEUM-GEOLOGICAL REGIONALIZATION OF THE SIBERIAN PLATFORM

Aleksey E. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Full Member of RAS, science advisor INGG, тел. (383)306-63-70

Lev M. Burshtein

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, D. Sc., тел. (383)306-63-70

Vladimir I. Valchak

Company "Yeniseigeofizika", Russia, 663180, Krasnoyarsk Territory, Yeniseisk, 81 Kirov St., Senior Geologist, tel. (391)298-56-70, e-mail: common@e-geo.ru

Igor A. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist, тел. (383)306-63-70

Alevtina O. Gordeeva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Ph. D., Research Scientist, тел. (383)306-63-70

Elena N. Kuznetsova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Research Scientist, тел. (383)306-63-70

Vladimir A. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, D. Sc., Head of the Laboratory, тел. (383)306-63-70

Sergey A. Moiseev

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

Maksim Yu. Skuzovatov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Research Scientist, тел. (383)306-63-70

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist, тел. (383)306-63-70

Based on the analysis of geological and geophysical data given refined petroleum-zoning scheme. It is proposed to abandon the selection Katanga and Syugdzherskay petroleum-region. On-site Syugdzherskoy and northern Katanga NGOs highlighted the Central Tunguska petroleum-region. The southern part of Katanga petroleum-region included in Nepa-Botuobya petroleum-region. The southern boundary of the North Tunguska petroleum-region held on the southern border of the "Great Siberian Cambrian barrier reef system". The estimation of hydrocarbon resources.

Key words: petroleum-zoning, Siberian platform, evaluation of hydrocarbon resources.

Действующая на сегодня схема нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы была разработана в 1975 году А. Э. Конторовичем, Н. В. Мельниковым и В. С. Старосельцевым [1]. Тогда же этими исследователями была выделена Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция. В конце 70-х – начале 80-х годов прошлого столетия в схему было внесено несколько изменений. В частности, выделена Байкитской нефтегазоносная область [2]. А. Э. Конторовичем, И. Г. Левченко, Н. В. Мельниковым, Г. Д. Назимковым и В. С. Старосельцевым была уточнены контуры Южно-Тунгусской нефтегазоносной области. По предложению В. Е. Бакина Катангская нефтегазоносная область была разделена на две: Катангскую и Сюгджерскую НГО [3].

Полученные в последние годы геолого-геофизические материалы позволили существенно уточнить схему нефтегазогеологического районирования Лено-Тунгусской НГП (рисунок).

Предлагается не выделять Катангскую и Сюгджерскую НГО, а выделить Центрально-Тунгусскую НГО, в состав которой вошли Сюгджерская и северная часть Катангской НГО. Южная часть Катангской НГО была включена в состав Непско-Ботуобинской НГО. Южную границу Северо-Тунгусской НГО предлагается провести по южной границе распространения системы барьерных рифовых построек кембрия. Анализ новейших материалов по геологии и нефтегазоносности Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО показал, что перспективы нефтегазоносности мезозоя в них ограничены и их следует включать в состав Лено-Тунгусской НГП. Ниже приводится краткое описание нефтегазоносных областей и оценки их перспектив нефтегазоносности.

Анабаро-Хатангская НГО занимает территорию Нордвик-Хатангского мегавала и Бухтовой мегавпадины. Ранее этот район рассматривался как Анабаро-Хатангская седловина. В современных построениях седловина выделяется только в мезозойских отложениях. В нижележащих отложениях палеозоя седловина не выделяется, а Енисей-Хатангский прогиб раскрывается в море Лаптевых. Площадь НГО – 65 тыс км². Административно входит в Республику Саха (Якутия) и Красноярский край. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Анабаро-Хатангской НГО оценены (модальная оценка) в 1,8 млрд т УУВ, извлекаемые – в 790 млн т. Начальные геологические ресурсы нефти равны 1,3 млрд т, извлекаемые – 330 млн т. Начальные ресурсы свободного газа равны 430 млрд м³. Основные ресурсы и запасы углеводородов сосредоточены в пермских комплексах.

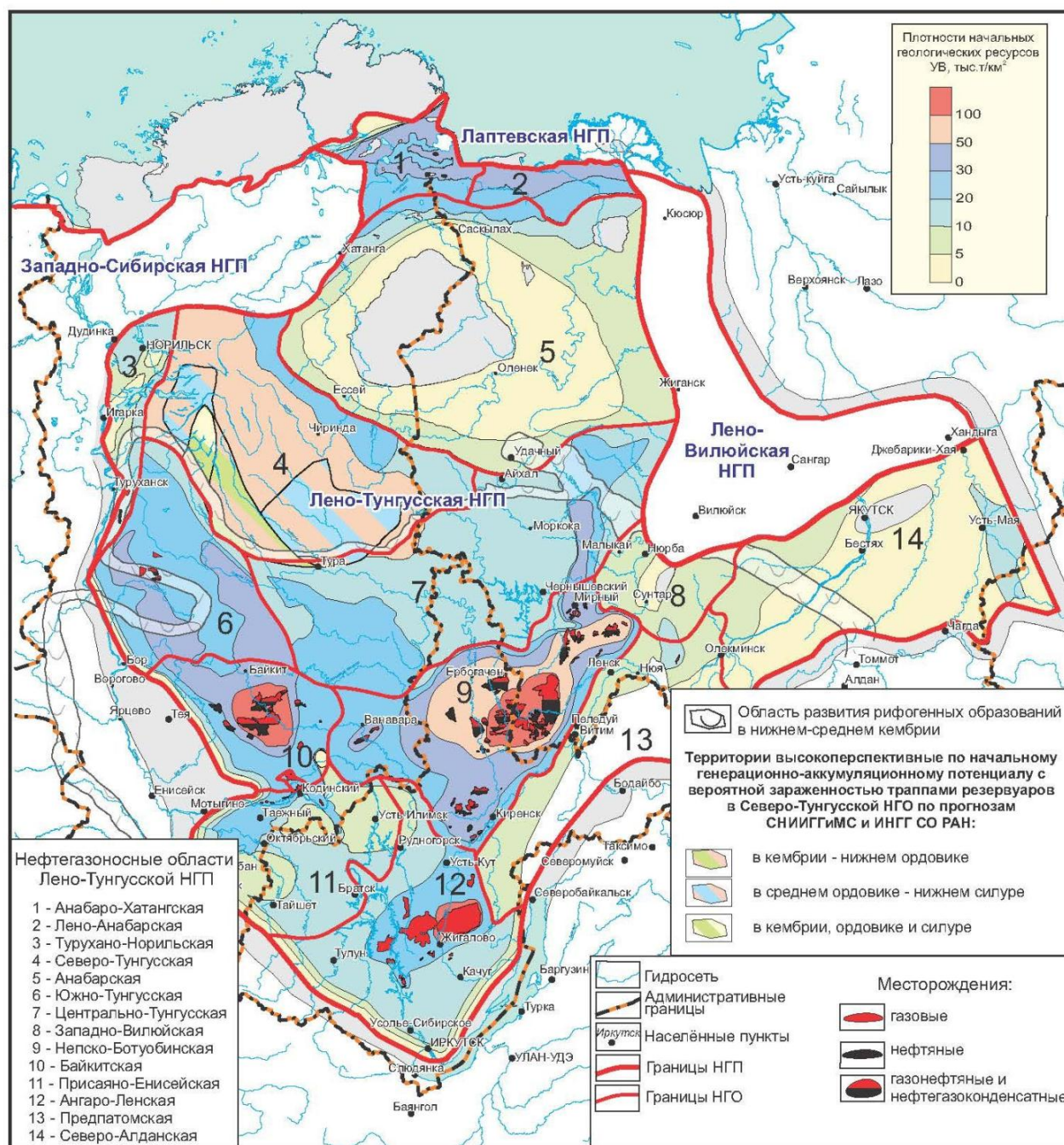


Рис. Нефтегазогеологическое районирование Лено-Тунгусской НГП

Лено-Анабарская НГО на западе граничит с Анабаро-Хатангской нефтегазоносной областью, а на востоке смыкается с северным окончанием Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции. Западная граница Лено-Анабарской НГО в значительной мере условная, что связано с практически полным отсутствием здесь геолого-геофизического материала и в первую очередь сейсморазведки. Площадь НГО – 40 тыс. км². Административно входит в Республику Саха (Якутия). По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Лено-Анабарской НГО оценены (модальная оценка) в 1,43 млрд т

УУВ, извлекаемые – в 500 млн т. Начальные геологические ресурсы нефти равны 1,27 млрд т, извлекаемые – 380 млн т. Начальные ресурсы свободного газа равны 100 млрд м³. Основные ресурсы и запасы углеводородов сосредоточены в нижнепалеозойском и пермском комплексах.

Турухано-Норильский ГГО соответствует территории Турухано-Норильской гряды, протягивающейся вдоль западного края платформы от устья р. Бахта до Норильского района и образующей Хантайско-Рыбинский и Курейско-Бакланихинский валы. Поверхность мегавалов осложнена системой продольных разломов амплитудой до 3 км (Стрельногорский и Вороновский разломы), высокоамплитудными валами и локальными структурами. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Турухано-Норильской НГО (модальная оценка) равны 590 млн т УУВ, извлекаемые – 450 млн т. Начальные геологические ресурсы нефти в районе около 170 млн т, извлекаемые – 50 млн т. Начальные ресурсы свободного газа равны 360 млрд м³. Основные ресурсы углеводородов сосредоточены в вендских и нижнекембрийском карбонатных комплексах.

Северо-Тунгусская НГО впервые была выделена А.Э. Конторовичем, Н.В. Мельниковым и В.С. Старосельцевым [1]. Ее площадь – 355 тыс. км². Административно входит в Красноярский край. Тектонически Северо-Тунгусская НГО расположена в центральных и северных районах Курейской синеклизы. В последние годы получены сейсмические материалы по отдельным площадям и региональным профилям «п. Тура – скв. Чириндинская-271», «скв. Хошонская-256 – р. Мойеро» и их рассечкам, позволившие существенным образом уточнить представления о геологическом строении Северо-Тунгусской нефтегазоносной области. Северная граница Северо-Тунгусской нефтегазоносной области проведена по границе Курейской синеклизы и Енисей-Хатангского регионального прогиба. Южная граница области в настоящей работе проведена по южной границе рифогенного пояса кембрия. На западе область граничит с Турухано-Норильским самостоятельным нефтегазоносным районом, а на востоке проводится вдоль западного склона Анабарской антеклизы. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Северо-Тунгусской НГО (модальная оценка) равны 47,51 млрд т УУВ, извлекаемые – 22,77 млрд т. Начальные геологические ресурсы нефти равны 34,08 млрд т, извлекаемые – 10,64 млрд т. Начальные ресурсы свободного газа равны 11,36 трлн. м³. Основные ресурсы нефти, согласно оценке, сосредоточены в кембрийских отложениях, газа – в протерозойских, кембрийских и силурийских.

Анабарская НГО впервые выделена в 1974 году специалистами ВНИГРИ. Площадь НГО – 445 тыс. км². На северо-востоке и востоке НГО граничит с Лено-Вилуйской НГП, на юге отделяется от Непско-Ботуобинской НГО Сюгджерской седловиной, на западе граница Анабарской НГО с Северо-Тунгусской НГО совпадает с погруженной зоной фундамента Курейской синеклизы. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Лено-Анабарской НГО оценены (модальная оценка) в 2,85 млрд т УУВ, извлекаемые – в 720 млн т. Практически все ресурсы представлены

нефтью. Основные ресурсы углеводородов сосредоточены в вендском и кембрийском карбонатных комплексах.

Южно-Тунгусская НГО впервые выделена в близких к современным контурам в 1975 году [1]. Площадь НГО – 180 тыс. км². Административно входит в Красноярский край. Северная граница Южно-Тунгусской НГО проведена по южной границе рифогенного пояса кембрия, западная граница – по границе Сибирской платформы, восточная – по изогипсе залегания терригенных отложений венда в 5000 м, а южная – по границе Байкитской антеклизы. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Южно-Тунгусской НГО (модальная оценка) равны 5,27 млрд т УУВ, извлекаемые – 3,18 млрд т. Начальные геологические ресурсы нефти равны 2,69 млрд т, извлекаемые – 820 млн т. Начальные ресурсы свободного газа равны 2,16 трлн м³. Основные ресурсы как нефти, так и газа сосредоточены, согласно оценке, в протерозойских комплексах.

Центрально-Тунгусская НГО выделена впервые А. Э. Конторовичем, С. А. Моисеевым, А. М. Фоминым в 2015 году. Ее территория занимает части ранее выделявшихся Сюгджерской и Катангской нефтегазоносных областей. Площадь области составляет 360 тыс. км². На севере область граничит с Северо-Тунгусской (по зоне развития барьерного рифогенного пояса) и Анабарской НГО, на востоке – с Лено-Виллюйской НГП, на юге – с Непско-Ботуобинской, на западе – с Южно-Тунгусской НГО. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Центрально-Тунгусской НГО оценены (модальная оценка) в 6,67 млрд т УУВ, извлекаемые – 3,83 млрд т. Начальные геологические ресурсы нефти равны 3,50 млрд т, извлекаемые – 980 млн т. Начальные ресурсы свободного газа равны 2,62 трлн. м³. Основные ресурсы и запасы углеводородов сосредоточены в вендских терригенном и карбонатном комплексах.

Западно-Виллюйская НГО выделена в 1974 году Г. С. Фрадкиным [4]. Площадь НГО – 67,5 тыс. км². Административно находится на территории Республики Саха (Якутия). По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Западно-Виллюйской НГО (модальная оценка) равны 510 млн т УУВ, извлекаемые – 360 млн т. Начальные геологические ресурсы нефти равны 180 млн т, извлекаемые – 50 млн т. Начальные ресурсы свободного газа равны 290 млрд м³. Основные ресурсы как нефти, так и газа сосредоточены в позднепротерозойском и нижне-среднепалеозойском нефтегазоносных комплексах.

Непско-Ботуобинская НГО выделена в 1974 году А. Э. Конторовичем, М. М. Мандельбаумом, Н. В. Мельниковым, В. В. Самсоновым, В. С. Старосельцевым, В. С. Сурковым, А. А. Трофимуком [1]. Площадь НГО – 270 тыс. км². Административно входит в Иркутскую область и Республику Саха (Якутия). По сравнению с более ранними работами в состав Непско-Ботуобинской НГО была включена южная часть Катангской НГО. Юго-восточные границы области проводятся по границе Предпатомского регионального прогиба, северная – по границе выклинивания терригенных отложений венда, северо-западная – по запад-

ной границе Катанской седловины. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Непско-Ботуобинской НГО (модальная оценка) равны 17,25 млрд т УУВ, извлекаемые – 9,40 млрд т. Начальные геологические ресурсы нефти равны 9,86 млрд т, извлекаемые – 2,84 млрд т. Начальные ресурсы свободного газа равны 6,05 трлн м³. Основные ресурсы и запасы углеводородов сосредоточены в вендских терригенном и карбонатном комплексах.

Байкитская НГО выделена в 1979 году А. Э. Конторовичем, И. Г. Левченко, Н. В. Мельниковым, Г. Д. Назимковым, В. С. Старосельцевым [2]. Площадь НГО – 120 тыс. км². Административно входит в Красноярский край. Территория НГО пространственно совпадает с надпорядковой положительной структурой – Байкитской антеклизой. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Байкитской НГО (модальная оценка) равны 6,4 млрд т УУВ, извлекаемые – 3,38 млрд т. Начальные геологические ресурсы нефти равны 3,69 млрд т, извлекаемые – 1,27 млрд т. Начальные ресурсы свободного газа равны 1,77 трлн м³. Основные ресурсы как нефти, так и газа сосредоточены в протерозойских комплексах.

Присяжно-Енисейская НГО выделена в 1969 году И. П. Карасевым, М. М. Мандельбаумом, В. В. Самсоновым и др. Площадь НГО – 175 тыс. км². Административно входит в Иркутскую область и Красноярский край. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Присяжно-Енисейской НГО (модальная оценка) равны 2,27 млрд т УУВ, извлекаемые – 1,79 млрд т. Начальные геологические ресурсы нефти равны 460 млн т, извлекаемые – 110 млн т. Начальные ресурсы свободного газа равны 1,57 трлн м³. Основные ресурсы как нефти, так и газа сосредоточены в протерозойских комплексах.

Ангаро-Ленская НГО была выделена в 1969 году И. П. Карасевым, М. М. Мандельбаумом, В. В. Самсоновым на территории значительно большей, чем современные контуры этой НГО [5, 6]. Проведенные в первой половине 1970-х годов геолого-геофизические работы позволили А. Э. Конторовичу, М. М. Мандельбауму, Н. В. Мельникову, В. В. Самсонову, В. С. Старосельцеву и А. А. Трофимуку разделить Ангаро-Ленскую область на две, сохранив первоначальное название за южной ее частью, а более северные территории были включены в Непско-Ботуобинскую НГО. Площадь НГО – 230 тыс. км². Административно входит в Иркутскую область. Южная, западная и юго-восточная границы области проводятся по границе Сибирской платформы, северная – по границе Присяжно-Енисейской синеклизы, северо-восточная – по западной границе Катанской седловины. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Ангаро-Ленской НГО (модальная оценка) равны 6,35 млрд т УУВ, извлекаемые – 5,93 млрд т. Начальные геологические ресурсы нефти равны 340 млн т, извлекаемые – 100 млн т. Начальные ресурсы свободного газа равны 5,57 трлн м³. Основные ресурсы и запасы углеводородов сосредоточены в вендском терригенном комплексе.

Предпатомская НГО расположена в юго-восточной части Лено-Тунгусской НГП [6]. Площадь – 305 тыс. км². Административно входит в Иркутскую область и Республику Саха (Якутия). Предпатомская НГО выделена в контурах одноименного прогиба. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Предпатомского НГО оценены (модальная оценка) в 1,42 млрд т УУВ, извлекаемые – 1,12 млн т. Начальные геологические ресурсы нефти равны 0,33 млрд т, извлекаемые – 0,07 млн т. Начальные ресурсы свободного газа равны 1,0 трлн м³. Основные ресурсы и запасы углеводородов сосредоточены в вендском терригенном и вендском карбонатном комплексах.

Северо-Алданская НГО выделена В. М. Сеньюковым (1938 год). Площадь НГО – 310 тыс. км². Административно входит в Республику Саха (Якутия). Почти вся территория нефтегазоносной области относится к Алданской антеклизе. По состоянию на 01.01.2016 начальные геологические ресурсы углеводородов Северо-Алданской НГО оценены (модальная оценка) в 1,3 млрд т УУВ, извлекаемые – 360 млн т. Практически все ресурсы представлены нефтью и сосредоточены в вендском и кембрийском карбонатных комплексах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А. Э., Мельников Н. В., Старосельцев В. С. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 1975. – С. 4–21.
2. Конторович А. Э., Мельников Н. В., Старосельцев В. С. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 1976. – № 2. – С. 6–16.
3. Основные направления и методика региональных и поисково-разведочных работ на нефть и газ на сибирской платформе в 1881–1985 гг. / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук и др. // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1980. – Вып. 284. – С. 4–20.
4. Фрадкин Г. С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности западной части Виллюйской синеклизы. – М. : Наука, 1967. – 204 с.
5. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
6. Лено-Тунгусская провинция – перспективный регион для создания новой базы добычи нефти и газа на востоке СССР / А. Э. Конторович, М. М. Мандельбаум, В. С. Сурков и др. // Геология и геофизика. – 1986 (1). – С. 3–14.

© А. Э. Конторович, Л. М. Буриштейн, В. И. Вальчак, И. А. Губин, А. О. Гордеева, Е. Н. Кузнецова, В. А. Конторович, С. А. Моисеев, М. Ю. Скузоватов, А. М. Фомин, 2017

ИЗУЧЕНИЕ ГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИХ ПРОЦЕССОВ МЕТОДАМИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВОДНО-ГАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ (НА ПРИМЕРЕ ЯМАЛЬСКОЙ НГО)

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

Полученные результаты моделирования водно-газовых равновесий в пределах юрско-мелового разреза полуострова Ямал говорят о весьма благоприятном геохимическом режиме для протекания процессов формирования и сохранности залежей нефти и газа. Установлено, что газовая часть залежей в настоящее время трансформируется в направлении утяжеления своего состава и изменения концентраций неуглеводородных газов. В этой связи можно предполагать продолжение процессов образования, миграции и накопления нефти вплоть до современного этапа геохимического развития системы на фоне прекращения образования и накопления газов. У последних сейчас проявляется начальный период рассеивания – растворение в окружающих водах.

Ключевые слова: система вода-газ, равновесие, моделирование, Ямал.

STUDY OF GAS GENERATION USING WATER-GAS EQUILIBRIUM MODELING (THE YAMAL PETROLEUM AREA)

Dmitry A. Novikov

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

The results of modeling of the water-gas equilibriums within the Jurassic-Cretaceous section of the Yamal Peninsula indicate favorable geochemical regime for the formation and preservation of petroleum pools. It has been found that the gas portion of reservoirs is altered to accumulate gas concentration and to change non-hydrocarbon gas concentrations. The continuation of formation, migration, and accumulation of oil until the present stage of geochemical development of system can therefore be assumed, while the formation and accumulation of gases ceases due to dissolving in the surrounding waters.

Key words: water-gas system, equilibrium, modeling, Yamal.

Общепризнанно, что в современный период открытие новых месторождений нефти и газа в Западной Сибири уже не может основываться главным образом на выполненных по геофизическим данным структурных построениях и анализе общих геолого-геохимических показателей. В настоящее время уникальные сеноманские залежи газа Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского месторождений находятся на стадии падающей добычи. В этой связи существует острая необходимость поисков и разведки, скорейшего введения в разработку новых объектов для сохранения добычи газа на прежних уровнях и его роста

в соответствии с Энергетической стратегией России и со стратегией развития ПАО «Газпром». Изучение физико-химических равновесий в системе «вода-газ», несущее информацию о региональных условиях образования и сохранения месторождений нефти и газа, а также процессах массообмена с окружающими их пластовыми водами, открывает новую обширную область исследований при геохимическом прогнозировании нефтегазоносности и оценке продуктивности локальных структур и площадей. Наиболее информативными критериями при поисково-разведочных работах являются газовые показатели, так как газы обладают наибольшей миграционной способностью и формируют активные ореолы рассеяния залежей [7].

Нашими более ранними исследованиями для ряда структур Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) были установлены общие закономерности по насыщению пластовых вод газами, в том числе и для юрских и меловых комплексов [3, 4, 6, 8, 9]. В частности, установлено, что насыщение подземных вод газами носит сложный и неодинаковый характер. Выявлены пластовые воды от ненасыщенных до предельно насыщенных газами (по значениям K_2). Установлены рост степени насыщения пластовых вод газами по мере погружения продуктивных пластов и зависимость степени насыщения пластовых вод газами от величины их общей газонасыщенности. Все воды при величине общей газонасыщенности более 1,8 л/л становятся насыщенными газами ($K_2 = 1,0$), т. е. возникает теоретическая предпосылка для формирования углеводородных залежей. Ненасыщенные же газами пластовые воды, наоборот, способны растворять в себе сформированные ранее залежи нефти и газа. Была рассчитана приведенная газонасыщенность пластовых вод для продуктивных горизонтов Крузенштерского, Тасийского и Малыгинского месторождений, которая показала, что практически все воды являются предельно насыщенными газами, за исключением верхней части неокомского комплекса в пределах Малыгинского месторождения. Выявлена прямая зависимость между степенью насыщения пластовых вод газами (K_2) и фазовым составом залежей. Установлено, что к зоне развития значений K_2 от 0,8 до 1,0 приурочены основные газоконденсатные залежи, а к менее насыщенным водам – нефтяные. Довольно сложный характер выявленных зависимостей говорит о разнообразии химического и газового состава подземных вод, а также присутствию в горизонтах нефтегазоносной части разреза различных генетических типов вод.

Анализ перераспределения газов между углеводородными залежами и пластовыми водами показал, что залежи находятся преимущественно в нестабильном положении по отношению к вмещающим их водам. Практически из всех изученных залежей происходит рассеяние метана, диоксида углерода и аргона, что компенсируется поступлением в залежи гелия, азота, в разной степени гомологов метана. С глубиной отмечается рост фугитивностей газов. На многочисленном ряде залежей идет процесс переформирования в направлении утяжеления состава. Территориально изученные месторождения условно можно разделить на три района: северный (Малыгинское, Тасийское), центральный (Крузенштерское, Верхнетиутейское, Нерстинское) и южный (Нурминское, Хамбатеи-

ское, Ростовцевское). Анализ результатов расчетов, приведенных в обобщенном виде в таблице, показывает, что характер взаимодействия пластовых вод с УВ залежами различен. Так, если для залежей УВ северного и центрального районов установлено рассеивание метана и углекислого газа в окружающих пластовых водах и одновременная компенсация этого процесса поступлением гомологов метана, гелия и углекислого газа, то на юге полуострова Ямал направленность процессов другая. Установлен процесс рассеяния углеводородных компонентов залежей (метана и его гомологов) из нефтегазовых и нефтяных залежей пластов ТП₂₂ на Нурминском и НП₁, НП₂, НП₃, НП₄, НП₇ и НП₇⁰ на Ростовцевском месторождениях. Диффузионное рассеивание газовой составляющей УВ залежей компенсируется поступлением азота из пластовых вод.

Таблица

Характер взаимодействия УВ залежей с пластовыми водами
(по соотношению фугитивностей газов в растворе и залежи)

Газ	Месторождения							
	Малыгинское	Тасийское	Круzenshternское	Верхнетиутое	Нерстинское	Нурминское	Хамбатейское	Ростовцевское
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	+	+	+	+	*	-	+	-
C ₆ H ₁₄	+	+	+	+	*	-	*	-
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-
He	+	+	+	+	+	-	+	+
Ar	-	+	+	-	+	-	-	-
N ₂	+	+	+	+	+	+	+	+

Примечание. Направления миграции: «+» – в залежь; «-» – из залежи; «*» – нет сведений.

Учитывая сравнительно однородный гидрогеохимический фон в изученных водоносных комплексах выделенных районов, отмеченные для них закономерности по диффузионному перераспределению газов между УВ залежами и подземными водами могут быть с определенной долей условности распространены на другие месторождения в их пределах. Полученные результаты по северным и центральным районам полуострова Ямал дают основание говорить

о весьма благоприятном геохимическом режиме формирования и сохранения залежей нефти и газа в меловых и юрских комплексах. Однако становится ясным, что газовая часть залежей в настоящее время трансформируется в направлении утяжеления своего состава и изменения концентраций неуглеводородных газов. В этой связи можно предполагать продолжение процессов образования, миграции и накопления нефти вплоть до современного этапа геохимического развития системы на фоне прекращения образования и накопления газов. У последних сейчас проявляется начальный период рассеивания – растворение в окружающих водах.

Можно говорить о некоторой специфике процессов перераспределения газов между залежами и окружающими их пластовыми водами в зависимости от фазового состава залежи. Наиболее интенсивно процессы обмена и переформирования протекают в пределах газоконденсатных и нефтегазовых залежей, а наименее интенсивно – в нефтяных. Такие же закономерности ранее были нами установлены для ряда структур центральных районов Надым-Тазовского междуречья, характеризующихся высокой степенью гидрогеологической закрытости недр [3].

Судя по имеющимся данным, иной процесс протекает в юрско-меловых отложениях южных районов полуострова Ямал (см. таблицу). На изученных Нурминском, Хамбате́йском и Ростовцевском месторождениях результаты расчетов показывают наличие резкой неравновесности свободных газов с подземными водами (степень насыщения пластовых вод газами составляет 0,26–0,63), причем с учетом индивидуальных соотношений фугитивностей разных газов это касается в первую очередь наиболее легких углеводородов. На этих месторождениях прогнозируется преобладание обстановки геохимической неустойчивости залежей нефти и газа, диффузионно рассеивающихся в окружающих водах на современном этапе развития водонапорной системы. Ранее нами высказывалось предположение о влиянии структур Щучьинского выступа на генетический тип подземных вод палеозойских образований Новопортовской структуры, где отмечается наличие древних инфильтрационных и конденсационных вод [5]. Процессы внедрения более молодых вод мы наблюдаем и в других водоносных комплексах.

Результаты моделирования показали, что зональность прогнозного – гипотетического состава свободной газовой фазы, кроме углеводородов и неуглеводородных газов, проявляется также в распределении гелий-аргонового отношения с глубиной, непосредственно связанного с абсолютным возрастом залежей УВ. В отличие от обычно применяемых методик расчета возраста газов, опирающихся на отношения гелия и аргона в подземных водах и дающих весьма проблематичные результаты, применяемый в программном комплексе HydroGeo [1] алгоритм базируется на эмпирическом уравнении В. П. Савченко для свободных газов, полученном им на основе обобщения данных по большому числу месторождений всего мира. Так, прогнозный возраст возможных залежей, оцениваемый по водорастворенным газам, увеличивается с 20–23 млн лет (верхний олигоцен) в верхах апт-альб-сеноманского комплекса до 40–87 млн лет (эоцен-верхний мел) в низах

неокомского. Полученные результаты хорошо согласуются с данными Н. Н. Немченко, А. С. Ровенской и М. Шоелла по изотопному составу природных газов гигантских залежей северных районов Западной Сибири [2].

Установлено, что большая часть изученной территории характеризуется весьма благоприятными условиями сохранения залежей нефти и газа. В северных и центральных районах полуострова Ямал (структуры юго-восточных районов Карской мегасинеклизы, юго-западных Южно-Карской мегаседловины, Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала, юга Пайхойско-Новоземельской мегамоноклизы, южных и центральных районов Восточно-Пайхойской моноклизы) наблюдается незначительный сдвиг фазового равновесия в системе вода–газ, что позволяет предполагать открытие здесь новых месторождений и значительных запасов УВ в их пределах. В то же время имеющиеся гидрогеохимические материалы, подтверждаемые результатами моделирования водно-газовых равновесий, значительно снижают перспективы выявления новых залежей УВ в границах Ярудейского мегавыступа. Можно говорить также о низкой вероятности сохранения залежей нефти и газоконденсата в этом районе, даже если они были сформированы на предыдущих этапах развития водонапорной системы. Таким образом, полученные результаты моделирования водно-газовых равновесий позволяют говорить о весьма благоприятных условиях для формирования и сохранения залежей углеводородов в юрско-меловых отложениях на большей части полуострова Ямал.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Букаты М. Б. Рекламно-техническое описание программного комплекса HydroGeo. – М. : ВНИИЦ, 1999. – 5 с.
2. Немченко Н. Н., Ровенская А. С., Шоелл М. Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1999. – №1–2. – С. 45–56.
3. Новиков Д. А. Степень газонасыщения подземных вод продуктивной части юрского гидрогеологического комплекса Харампурского мегавала // Геология нефти и газа. – 2000. – № 3. – С. 51–56.
4. Новиков Д. А. Степень насыщения подземных вод газами ниже-среднеюрских отложений Томской области // Обской вестник. – 2001. – № 1. – С. 99–102.
5. Новиков Д. А. Геолого-гидрогеологические условия палеозойского фундамента Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2005. – № 5. – С. 14–20.
6. Новиков Д. А., Шварцев С. Л. Гидрогеологические условия Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 10. – С. 1131–1143.
7. Новиков Д. А. Применение методики поисков залежей углеводородов на основе изучения водно-газовых равновесий // Газовая промышленность. – 2015. – № 3. – С. 12–17.
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. 7–32.
9. Novikov D. A., Sukhorukova A. F. Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – Vol. 8, Issue 10. – P. 8703–8719.

© Д. А. Новиков, 2017

О ВЫДЕЛЕНИИ ВНУТРИКУРСОВСКОГО ПЕРЕРЫВА В ОСАДКОНАКОПЛЕНИИ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D

Лариса Анатольевна Задоевко

ООО «ИНГЕОСЕРВИС» 625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211, начальник геологического отдела, тел. (345)221-52-95, e-mail: lzadoen@ingeos.info

Елена Владимировна Мартынова

ООО «ИНГЕОСЕРВИС» 625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211, руководитель группы интерпретации, e-mail: emartynova@ingeos.info

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, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

В работе рассмотрена проблема существования и ранга внутринепского (внутрикурсовского) стратиграфического несогласия на территории Мирнинского выступа. Впервые на материалах сейсморазведки 3D показано, что изменение (уменьшение) мощности курсовской свиты происходит не только за счет выпадения из разреза базальных слоев курсовской свиты, примыкающих к поверхности кристаллического фундамента, а также за счет выпадения части разреза и внутри курсовской свиты, что связано с наличием внутрикурсовского перерыва в осадконакоплении.

Ключевые слова: несогласие, курсовская свита, перерыв в осадконакоплении.

SELECTION WITHIN KURSOVSKOGO INTERRUPTION SEDIMENTATION BY SEISMIC DATA 3D

Larisa A. Zadoenko

LLC «INGEOSERVIS», 625019, Russia, Tyumen, 211 Republic St., Head of the Geological Department, tel. (345)221-52-95, e-mail: lzadoen@ingeos.info

Elena V. Martinova

LLC «INGEOSERVIS», 625019, Russia, Tyumen, 211 Republic St., Head of the interpretation groups, e-mail: emartynova@ingeos.info

Sergey A. Moiseev

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

The paper considers the problem of the existence and rank vnutrinepskogo (vnutrikursovskogo) unconformity on the territory of the Mirny protrusion. For the first time on the materials of seismic 3D shows that the change (decrease) in power kursovskoy retinue is not only due to the loss of the cut basal layers kursovskoy suite on the surface of the crystalline basement, and also due to loss of part of the section and inside kursovskoy retinue, which is associated with the presence of vnutrikursovskogo break in sedimentation.

Key words: disagreement, kursovskaya vormation, abreak in sedimentation.

Вопрос о выделении перерывов в осадочном чехле Сибирской платформы дискутируется достаточно долго. В частности, Я. К. Писарчик было установлено, что отложению нижнекембрийской (рифей-венд-нижнекембрийской в современном понимании) осадочной серии на площади Иркутского амфитеатра предшествовал длительный континентальный перерыв, сопровождавшийся образованием коры выветривания пород архея [1].

В середине 70-х годов прошлого столетия в результате детальной корреляции венд кембрийских отложений было установлено наличие ряда перерывов в осадконакоплении в этой части разреза [2–4]. Основываясь на материалах корреляции скважин Дулисьминской, Верхнечонской и смежных с ними площадей, было показано наличие внутри непского, предтирского и предкатангского перерыва в осадконакоплении.

Представленные в этих публикациях материалы были приняты при подготовке стратиграфической схемы Сибирской платформы [5].

Выделенные в 70–80-е годы прошлого столетия перерывы нашли отражения и при подготовке стратиграфических схем нового поколения [6, 7].

Однако исследования последних лет позволили сделать заключение, что картина площадного распространения предтирского (предбюкского) перерыва гораздо сложнее и разнообразнее, чем это представлялось ранее. В работах М. В. Лебедева, С. А. Моисеева [8, 9] на основании материалов детальной корреляции терригенных отложений талахской, паршинской свит, курсовской и нижней подсвиты бюкской свиты в северо-восточной части был сделан вывод об отсутствии в подошве ботубинской подсвиты бюкской свиты региональной эрозионной поверхности.

И. В. Вараксина с соавторами [10] показали, что переход от аргиллитов и алевролитов курсовской свиты к ботубинским песчаникам, по данным литологических исследований, постепенный, начало ботубинской подсвиты фиксируется по преобладанию доли песчаников и алевролитов в разрезе. Верхняя граница ботубинской подсвиты также не имеет резкой границы: в верхнем слое песчаников снизу-вверх значительно увеличивается количество доломитового цемента и уменьшается количество обломочной части, а в непосредственно перекрывающем слое доломитов присутствует примесь силикокластики, отсутствующая в вышележащих слоях.

Еще одной из ключевых для стратиграфии рассматриваемых отложений является проблема существования внутринепского стратиграфического несогласия.

Существование этого перерыва на территории Непского свода практически никем не отрицается. Он уверенно выделяется по данным ГИС и керн скважин. Однако, по мнению С. А. Моисеева, его объем ограничен только центральными районами Непского свода [11].

Несколько иная картина наблюдается для территории Мирниского выступа. Внутрикурсовской перерыв в осадконакоплении не был выделен в схеме 1989 года. Он также не выделяется и в современных версиях стратиграфических схем.

Однако большинством исследователей в разрезе курсовской свиты уверенно выделяется два маркирующих глинисто-карбонатных пласта, однозначно коррелируемые по данным ГИС. В разрезах Ботуобинской зоны на кривой ГК достаточно хорошо маркируется характерный «ступенчатый» репер, отделяющей более высокорadioактивные глинистые отложения от менее радиоактивной глинисто-алевритовой толщи, которая по материалам корреляции закономерно уменьшается в мощности вплоть до полного ее исчезновения из разреза. В скважине Монулахская-2313 (Ботуобинская зона) из зоны контакта рассматриваемых стратиграфических подразделений был поднят керн и было установлено, что на неровной поверхности залегает пласт гравелитов базального облика. На этих материалах М. В. Лебедевым и С. А. Моисеевым было показано местоположение поверхности внутринепского размыва в разрезах курсовской свиты центральной части Ботуобинской зоны [9]. На основании вышесказанного в этой же работе было сделано заключение о неправомерности выделения паршинской и курсовской свит (это противоречит требованию Стратиграфического кодекса). Было предложено выделить (сверху вниз) чаяндинскую, арылахскую и талахскую свиты, при этом между чаяндинской и арылахской свитами выделяется перерыв в осадконакоплении.

Все эти заключения были сделаны на основании данных ГИС и кернового материала по единичным скважинам. Показать такое взаимоотношение стратиграфических подразделений внутри курсовской свиты по материалам сейсморазведки до недавнего времени было невозможно. Однако в последнее время на территории Мирнинского выступа активно проводятся сейсморазведочные работы 3D.

На одной из площадей поискового бурения при интерпретации сейсморазведки было показано, что изменение (уменьшение) мощности курсовской свиты происходит не только за счет выпадения из разреза базальных слоев свиты, прилегающих к поверхности кристаллического фундамента, но и за счет выпадения части разреза внутри курсовской свиты.

На рисунке можно видеть, что в разрезе курсовской свиты на территории Мирнинского выступа выделяется несколько отражающих горизонтов: KV – кровля терригенных отложений венда (чаяндинская свита), Куг – курсовская свита (подошва ботуобинского горизонта), Куг 2 – кровля среднекурсурской подсвиты (арылахская свита), TL – кровля талахского горизонта (свиты), F – кровля AR-PR фундамента.

На сейсмических профилях отчетливо видно, что отражения Куг 2 и TL на отдельных участках площади объединяются. Такое поведение отражающих горизонтов можно объяснить наличием внутрикурсурского перерыва в осадконакоплении. На участках, где отражения Куг 2 и TL сливаются, следует предполагать размыв арылахской свиты и выход под поверхность внутрикурсурского перерыва отложений талахского продуктивного горизонта, что может способствовать улучшению его коллекторских свойств.

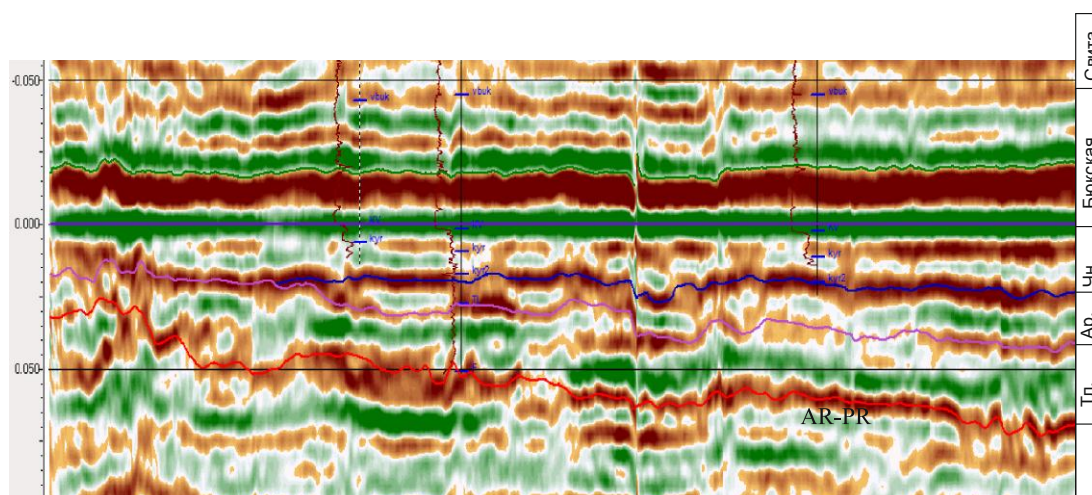
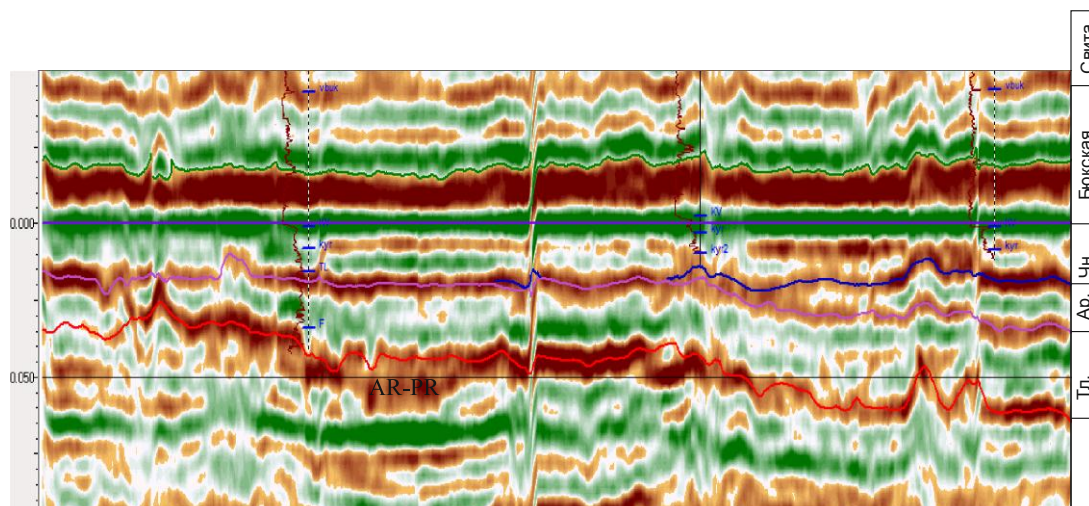


Рис. Сейсмостратиграфические разрезы курсовской свиты
на территории Мирнинского выступа:

свиты: чн. — чаяндинская, ар. — арылахская, тл. — талахская

По мнению авторов, представленные выше наблюдения должно стать еще одним из аргументов для корректировки ныне действующей стратиграфической схемы, что позволит более кондиционно выполнять прогноз распространения продуктивных пластов терригенного венда и должно привести к открытию новых структурно-стратиграфических и структурно-литологических залежей углеводородов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Писарчик Я. К. Литология и фации кембрийских отложений Иркутского амфитеатра в связи с нефтегазоносностью и солёностью. — Л. : Гостехиздат, 1963. — 347 с.

2. Воробьёв В. Н. Стратиграфические несогласия в южных и центральных районах Сибирской платформы // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 1982. – С. 4–8.
3. Продуктивные горизонты в кембрийских и рифейских отложениях Сибирской платформы / В. Н. Воробьёв, С. А. Афанасьев, Т. Д. Кондратенко и др. // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1978. – Вып. 264. – С. 98–107.
4. Доусольские нефтегазоносные отложения Непско-Ботуобинской антеклизы / В. Н. Воробьёв, В. А. Александров, С. Л. Арутюнов и др. // Геология и геофизика. – 1982. – № 2. – С. 3–13.
5. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Часть I (верхний докембрий, нижний палеозой). – Новосибирск, 1983. – 216 с.
6. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н.В. Мельников, М.С. Якшин, Б.Б. Шишкин и др. – Новосибирск: Гео, 2005. – 428 с.
7. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.
8. Лебедев М. В., Моисеев С. А. Результаты детальной корреляции терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 8. – С. 4–13.
9. Стратиграфическая схема терригенных отложений венда центральных районов Непско-Ботуобинской антеклизы / М. В. Лебедев, С. А. Моисеев, А. М. Фомин, В. А. Топешко // Геология и геофизика. – 2014. – № 5–6. – С. 874–891.
10. Вараксина И. В., Хабаров Е. М., Пушкарева М. М. Региональные перерывы в осадконакоплении и некоторые вопросы корреляции вендских отложений Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012. VIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых» : сб. материалов в 2 т. (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.). – Новосибирск : СГГА, 2012. Т. 2. – С. 71–75.
11. Моисеев С. А. Геологическое строение и особенности оценки и разведки месторождений нефти и газа северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Новосибирск, 1996. – 16 с.

© Л. А. Задоевко, Е. В. Мартынова, С. А. Моисеев, 2017

ОПОРНЫЙ РАЗРЕЗ СРЕДНЕГО КЕЛЛОВЕЯ 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

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, тел. (383)363-67-16, e-mail: meledina@ngs.ru

Борис Леонидович Никитенко

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 микропалеонтологии, тел. (383)335-64-28, e-mail: nikitenkobl@ipgg.sbras.ru

В последние десятилетия на севере Сибири в нижнем и среднем подъярусах келловоя установлены ранее неизвестные роды и виды аммонитов из бореального семейства *Cardioceratidae*, идентичные восточноевропейским. Общность таксонов и их последовательности в разных регионах обеспечивает надежную корреляцию. Среднекелловейский подъярус в Сибири, ранее неделимый, в настоящее время обрел двучленное деление, аналогичное западноевропейскому. Опорным для зональной стратиграфии среднего келловоя в Сибири служит разрез, вскрытый в юго-восточном береговом обрыве о-ва Большой Бегичев в море Лаптевых. Здесь впервые установлены две аммонитовые зоны, примерно отвечающие двум зонам среднего келловоя Европы: нижняя зона *Rondiceras milashevici* – аналог зоны *Kosmoceras jason*, верхняя – *Stenocadoceras stenoloboide*, сопоставляемая с зоной *Erymnoceras coronatum*.

Ключевые слова: Сибирь, средняя юра, аммониты, зональная стратиграфия.

NORTH SIBERIAN KEY SECTION OF THE MIDDLE CALLOVIAN

Alexandr S. Alifirov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, Ph. D., Research Scientist of Laboratory of Mesozoic and Cenozoic paleontology and stratigraphy, tel. (383)363-67-16, e-mail: alifirovas@ipgg.sbras.ru

Valeriy G. Knyazev

Institute of Diamond and Precious Metal Geology SB RAS, 677980, Russia, Yakutsk, 39 Lenina Prospect, D. Sc., Major Research Scientist of Laboratory of paleontology and stratigraphy

Svetlana V. Meledina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, D. Sc., Leading Research Scientist, tel. (383)363-67-16, e-mail: meledina@ngs.ru

Boris L. Nikitenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, D. Sc., Head of Laboratory of micropaleontology, tel. (383)335-64-28, e-mail: nikitenkobl@ipgg.sbras.ru

In recent decades several *Cardioceratid* genera and species, which are identical to Eastern European ones, were recorded from the Lower and Middle Callovian of northern Siberia. Strong correlation has been aided by resemblance of taxa and their stratigraphical succession. The Siberian Middle Callovian now includes two ammonite zones, as in Western European scheme. In Siberia, the key section for the Middle Callovian is located on the south-east coast of Bol'shoy Begichev Island, Laptev Sea. Two ammonite zones which approximately correspond to European ones are established here for the first time, namely the *Rondiceras milashevici* (= *Kosmoceras jason*) and *Stenocadoceras stenoloboide* (= *Erymnoceras coronatum*) zones.

Key words: Siberia, Middle Jurassic, ammonites, zonal stratigraphy.

Наиболее полный разрез среднего келловей среди известных к настоящему времени на севере Сибири вскрыт в береговых обрывах юго-восточного побережья о-ва Большой Бегичев (рисунок). Здесь в подстилающих средний келловей отложениях (слои 1 а–6) была установлена непрерывная видовая последовательность аммонитов *Cardioceratidae*, послужившая основой предложенной авторами для севера Сибири зональной шкалы нижнего келловей, разделенного на зоны *Paracadoceras elatmae* с подзонами *P. frearsi* и *P. elatmae*, *Cadochamousetia tschernyschewi*, *Cadoceras tolype*, *C. sublaeve*, *C. Durum* [7].

Выше залегает средний келловей (слой 7) – алевролиты в разной степени глинистые, заключающие конкреции с *Rondiceras milashevici* (Nikitin). Положение нижней границы среднего келловей было уточнено по сравнению с первоначальным [5] благодаря новым находкам аммонитов и переопределению некоторых прежних. Среднекелловейские *R. milashevici* приурочены не к слою 6, а к основанию слоя 7 – выдержанный горизонт конкреций, где встречен вместе с «*Cadoceras*» *arcticoides* (Kiselev et Meledina). Последний вид описан из зоны *Kosmoceras jason* среднего келловей Европейской России [2]. Часть аммонитов из слоя 6, ранее условно относимых к *Rondiceras*, была переопределена в *Cadoceras durum*. Этот вид стал индексом верхней зоны нижнего келловей [3]. Таким образом, нижняя граница среднего келловей сместилась вверх на один слой, в основание слоя 7. Выделяемая ранее сибирская нижняя зона среднего келловей *Paracadoceras wosnessenskii* [7] была установлена в разрезе на побережье Оленекского залива моря Лаптевых, где кроме вида-индекса был найден *P. aff. postelatmae* (Sasonov). Однако границы этой зоны связаны со стратиграфическими перерывами, поэтому считаем целесообразным переименовать нижнюю зону среднего келловей в зону *R. milashevici*. Вид *R. milashevici* имеет широкое географическое распространение. Находки *R. milashevici* имеются на Шпицбергене (Земля Короля Карла), на Земле Франца-Иосифа (о. Гукера), на Новой Земле. К верхней зоне среднего келловей отнесена пачка алевролитов (слой 8), из которых ранее указывался позднекелловейский *Longaeviceras* sp. ind. Этот биостратон имел несколько вариантов названий в предшествующих работах [4, 7], что связано с несовершенством родовой классификации.

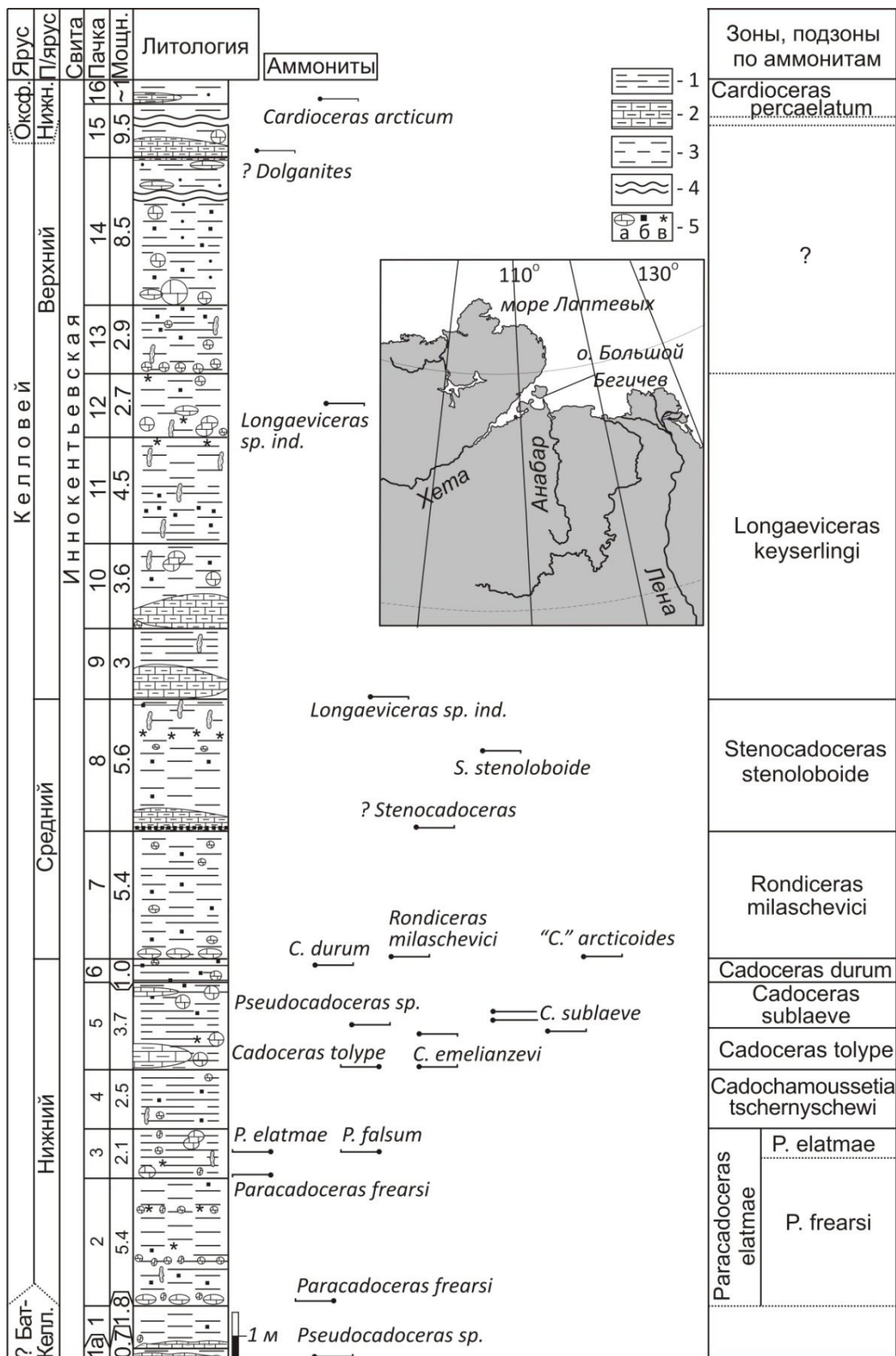


Рис. Разрез келловейского яруса на о-ве Большой Бегичев (обн. 503):

1 – глины, 2 – известковистые алевролиты, 3 – алевролиты, 4 – разрыв масштаба, 5: а – карбонатные конкреции, б – пиритовые стяжения, в – глендониты

Cardiocerataidae. Наиболее отчетливо это проявилось при диагностике обнаруженного в этой пачке хорошо сохранившегося экземпляра *L. (?) stenolobum* (Keys., emend. Kiselev, 2006). Отмеченная знаком вопроса неопределенность родовой принадлежности вида *stenolobum* побудила авторов провести углубленное исследование в отношении использования этого видового наименования. Было показано, что под названием *stenolobum* объединены морфологически различающиеся группы аммонитов: настоящие *Rondiceras* и формы, близкие к *Longaeviceras*. Вид отнесен к роду *Longaeviceras* Д.Н. Киселевым [1], который впервые привел изображение лектотипа вида *L. stenolobum* из музейной коллекции А. Кейзерлинга. Ранее авторы согласились с такой трактовкой и вслед за Киселевым использовали название *L. stenolobum* (Keys.) emend. Kis. и для бегичевского аммонита [6]. Однако для типичных *Longaeviceras* стабильным и характерным признаком является дугообразный выгиб ребер на вентральной стороне средних оборотов (диаметр раковины – до 60 мм). Упомянутый экземпляр имеет иную форму ребер и более сходен с видом *Stenocadoceras stenoloboide* Imlay. Этот вид встречен в верхней части слоя 8, а в нижней распространены мелкие раковины *Stenocadoceras*, неопределимые до вида. Слой 8, охарактеризованный *Stenocadoceras*, рассматриваем как зону *S. stenoloboide*. По стратиграфическому положению – выше зоны *R. milashevici* и ниже верхнекелловейской зоны *Longaeviceras keyserlingi* – зона может быть сопоставлена с верхней частью среднего келловея, примерно с зоной *Erymnoceras coronatum*. С основания слоя 9 встречаются *Longaeviceras ex gr. keyserlingi* (Sokolov), характеризующие нижнюю зону верхнего келловея.

Таким образом, средний подъярус келловея на о-ве Большой Бегичев имеет хорошо выраженные границы в непрерывном разрезе с нижним и верхним его подъярусами. Он представлен, как и в европейских разрезах, двумя зонами, примерно сопоставляемыми с европейскими. Остров Большой Бегичев – пока единственное место на севере Сибири, где средний подъярус келловея имеет полный объем. В других местах Сибири (Восточный Таймыр, р. Чернохребетная; Оленекский залив, море Лаптевых) средний келловей представлен лишь фрагментарно.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Киселев Д. Н. Аммониты и биостратиграфия келловейских отложений (река Сысола у сел Вотча, Русская платформа) // Новости палеонтологии и стратиграфии. Приложение к журналу «Геология и Геофизика». – 2006. – Вып. 9. – С. 47–69.
2. Киселев Д. Н., Меледина С. В. Аммонитовые комплексы и биогоризонты подзоны *Kosmoceras jason* (средний келловей) на Русской платформе // Новости палеонтологии и стратиграфии. Приложение к журналу «Геология и Геофизика». – 2004. – Вып. 6–7. – С. 157–175.
3. Князев В. Г., Кутыгин Р. В., Меледина С. В. Новая аммонитовая зональная шкала нижнего келловея севера Сибири // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2010. – Т. 18, № 4. – С. 45–64.
4. Князев В. Г., Кутыгин Р. В., Меледина С. В. О делении среднего келловея севера Сибири по кардиоцератидам // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеогра-

фии. Четвертое Всероссийское совещание. 26–30 сентября 2011 г., Санкт-Петербург. Научные материалы. – СПб. : ООО «Издательство ЛЕМА», 2011. – С. 110–112.

5. Меледина С. В. Аммониты и зональная стратиграфия келловей Сибири. – М. : Наука, 1977. – 287 с.

6. Среднекеелловейский этап эволюции сибирских кардиоцератид / В. Г. Князев, С. В. Меледина, А. С. Алифиров, Р. В. Кутыгин // Современные проблемы изучения головоногих моллюсков. Морфология, систематика, эволюция, экология и биостратиграфия: материалы совещания (Москва, 2–4 апреля 2015 г.) / Российская академия наук, Палеонтологический институт им. А. А. Борисяка РАН. – М. : ПИН РАН, 2015. – С. 40–45.

7. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт / Б. Л. Никитенко, Б. Н. Шурыгин, В. Г. Князев и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1047–1082.

© А. С. Алифиров, В. Г. Князев, С. В. Меледина, Б. Л. Никитенко, 2017

ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖАХ ОТЛОЖЕНИЙ БАТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Валерий Александрович Казаненков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, зав. лабораторией геологии нефти и газа Западной Сибири; тел. (383)363-91-92; e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

В работе на основе имеющегося на настоящее время объема данных по нефтегазоносности отложений бата на территории Западной Сибири выделено четыре области локализации залежей в пластах Ю₂–Ю₄ с различным фазовым состоянием углеводородов: 1 – нефтенакопления; 2 – «переходная» (с двух- и трехкомпонентным углеводородным насыщением коллекторов); 3 – с газоконденсатным насыщением; 4 – с нефтяными и газовыми залежами, расположенными на мегамоноклизмах по периферии осадочного бассейна.

Ключевые слова: Западная Сибирь, тюменская свита, малышевская свита, батский резервуар, фазовое состояние углеводородов, пласты Ю₂₋₄.

PHASE STATE OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS IN THE BATHONIAN DEPOSITS OF THE WEST SIBERIAN PETROLEUM PROVINCE

Valery A. Kazanenkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Ph. D., docent, Leading Researcher, Head of Laboratory of Petroleum Geology of West Siberia, tel. (383)363-91-92, e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

Based on the analyses of the available data on oil and gas bearing capacity of Bathonian reservoirs in the territory of Western Siberia, the paper focuses on localization of the four areas of hydrocarbon occurrences in J₂–J₄ horizons, with each hydrocarbon accumulation having its own phase state identified as: 1 – oil accumulation phase, 2 – «transition phase» with two- or three-component hydrocarbon saturation of reservoirs; 3 – gas-condensate saturation; 4 – oil and gas plays within the megamonoclines along the periphery of the sedimentary basin.

Key words: Western Siberia, Tyumen Formation, Malyshevka Formation, Bathonian reservoir, phase state of hydrocarbon, J₂₋₄ horizons.

Для Западной Сибири характеристика закономерностей изменения фазового состояния углеводородов в залежах, их физико-химических свойств, а также распределения различных геохимических параметров в разрезах и по площадям распространения региональных нефтегазоносных комплексов юры и мела давалась неоднократно в многочисленных публикациях, начиная с середины 60-х годов прошлого века [1–4, 7–10 и др.].

В последнее время в связи с возросшим интересом к перспективам нефтегазоносности средней юры представляется немаловажным выполнить анализ региональных закономерностей локализации залежей с различным фазовым состоянием углеводородных флюидов в достаточно узком стратиграфическом ин-

тервале, которому соответствуют продуктивные пласты Ю₂–Ю₄ батского возраста. Актуальность такой работы обусловлена ориентированным прогнозом вероятностного углеводородного насыщения новых залежей на слабо изученных глубоким бурением территориях.

Следует отметить, что для объекта исследований из-за малой выборки данных по залежам, выявленных в пластах бата в предшествующие годы, региональные особенности распространения углеводородных флюидов с различными свойствами, как правило, рассматривались для нижне- среднеюрского нефтегазоносного комплекса в целом. Важно отметить, что за последние 30 лет объем информации по нефтегазоносности группы пластов Ю₂–Ю₄ малышевской свиты и верхнетюменской подсвиты существенно увеличился вследствие открытия новых залежей нефти на более чем 225 месторождениях и газоконденсата на 25 месторождениях.

По состоянию на начало 2016 года на территории Западной Сибири в пластах бата открыто порядка 750 залежей углеводородов на 319 месторождениях [6]. Таким образом, накопленный к настоящему времени фактический материал позволяет с высокой степенью детальности выделить территории нефте- и газонакопления, а также со смешанным углеводородным насыщением коллекторов в залежах.

Отчетливо выделяются четыре области.

В центральных, южных и юго-западных частях провинции расположена обширная область нефтенакопления. Она охватывает территории Приуральской, Красноленинской, Фроловской, Каймысовской, Среднеобской, северные районы Васюганской (Бахилковский и Александровский НГР) и южные районы Надым-Пурской (Варьеганский и Вэнгапурский НГР) нефтегазоносных областей. В этой области в пластах Ю₂–Ю₄ открыты только нефтяные залежи, в единичных случаях с газовыми шапками (Красноленинское, Тальниковое, Вынгапуровское, Южно-Венихъяртское и другие месторождения). На востоке область ограничена бесперспективной территорией, в западной части которой покрывка, представленная морскими глинами нижневасюганской подсвиты, утрачивает свои экранирующие свойства и замещается толщей переслаивающихся песчаников, алевролитов и аргиллитов низов наунакской свиты, сформировавшихся в обстановках переходного седиментогенеза.

В пределах области наиболее крупные запасы нефти сконцентрированы в северо-восточной части Верхнедемянского мегавала (Тайлаковское, Усть-Тегусское, Травяное, Гавриковское, Западно-Эпасское и другие месторождения), на Красноленинском своде (Красноленинское, Восточно-Каменное, Галяновское и другие месторождения) и в восточной части Сургутского свода (Омбинское, Восточно-Сургутское, Федоровское, Тевлинско-Русскинское и другие месторождения).

Вторая область («переходная») с северо-востока и юго-востока двумя секторами опоясывает область нефтенакопления и характеризуется наличием залежей с различным фазовым состоянием углеводородов. В пределах этой области в пластах Ю₂–Ю₄ сформировались преимущественно нефтегазоконденсат-

ные и в небольшом количестве газоконденсатные, нефтяные и газонефтяные залежи.

Южная граница области с северо-запада на юго-восток проведена южнее Ярудейского месторождения, после этого в Надым-Пурском междуречье в субширотном направлении проходит между Северо-Комсомольским и Янгъяхатойским месторождениями примерно до меридиана 79⁰ в.д. Далее она меняет направление на южное и восточнее Верхнеколикъеганского месторождения прерывается на границе бесперспективных территорий. Прекращаясь в восточных районах ХМАО, на границе области нефтенакопления с бесперспективными землями, она продолжается в Томской области с севера на юг к западу от Северо-Васюганского, Мыльджинского и северо-восточного блока Нижнетабаганского месторождений. Восточнее этой части переходной области, как и к востоку от области нефтенакопления, из-за ухудшения качества покрышки получили развитие бесперспективные территории.

Северная граница выделенной переходной области западнее Обской губы проведена между Малоямальским и Новопортовским месторождениями, а к востоку от нее – южнее Ямбургского, Западно- и Южно-Песцового месторождений. Затем она с севера огибает Уренгойское месторождение и в юго-восточном направлении протягивается севернее Южно-Русского, Черничного и Термокарстового месторождений, заканчиваясь на границе бесперспективных территорий.

Согласно нефтегазогеологическому районированию, в данную область (с запада на восток) входят территории южной части Южно-Ямальского НГР Ямальской НГО, северной части Ярудейского НГР Фроловской НГО, северной части Губкинского НГР, южные части Надымского и Уренгойского НГР Надым-Пурской НГО, а восточнее – центральная и южная части Пур-Тазовской НГО. На юго-востоке (в Томской обл.) эта область охватывает южные районы Васюганской НГО, где также имеют место преимущественно газоконденсатные (Северо-Васюганское, Мыльджинское, Герасимовское, Казанское и другие месторождения) и нефтегазоконденсатные залежи (Лугинецкое, Нижнетабаганское месторождения) с подчиненным количеством нефтяных (Южно-Мыльджинское, Сатпаевское месторождения).

К северу от переходной области расположена третья область – газонакопления, в которой все залежи в пластах Ю₂–Ю₄ содержат газоконденсат. Исключением является залежь особо легкой нефти на Оликуминском месторождении. Область охватывает северные части Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО, Ямальскую НГО, а также практически не изученные глубоким бурением по юрским горизонтам, но перспективные в плане открытий новых залежей Гыданскую, Южно-Карскую и Енисей-Хатангскую НГО. В пределах области к настоящему времени наиболее крупные по запасам газоконденсата залежи выявлены на Песцовом, Ямбургском, Бованенковском, Северо-Тамбейском и Малыгинском месторождениях.

По периферии батского бассейна выделяется четвертая область, которая на западе, севере и северо-востоке как бы опоясывает все вышеперечисленные об-

ласти. К настоящему времени в ее пределах выявлены мелкие залежи «сухого» газа на западе, в приграничной зоне Красноленинской и Приуральской НГО (Северо-Казымское, Сотэ-Юганское, Супринское месторождения), а также на северо-востоке, в Енисей-Хатангской НГО, на северном и южном бортах одноименного регионального прогиба (Хабейское и Зимнее месторождения соответственно). Кроме этого, в приновоземельской части этой области сравнительно недавно нефтяной компанией «НК-Роснефть» при партнерском сотрудничестве с ExxonMobil было открыто многозалежное месторождение Победа, в том числе с залежью особо легкой нефти в пластах бата.

Анализ материалов наиболее значимых физико-химических свойств нефтей (плотность, содержание серы, смол, асфальтенов, парафинов) позволил выявить закономерности их изменения в пределах выделенных областей.

В области нефтенакпления отчетливо отмечается концентрическая зональность размещения залежей с изменяющимися физико-химическими характеристиками нефтей по направлению от центра к окраинам.

Центральную часть области занимает обширная зона, которая прослеживается в меридиональном направлении от северных районов Верхнедемьянского мегавала (Усть-Тегусское, Кирилкинское, Протазановское, Тайлаковское, Гавриковское и др. месторождения) через восточные районы Юганской мегавпадины (Мултановское, Угутское, Восточно-Юганское и др. месторождения), Сургутский свод (Федоровское, Русскинское, Вачимское, Алехинское и др. месторождения) к центральным районам Южно-Надымской мегамоноклизы (Лукъявинское, Юкъяунское, Ватлорское и др. месторождения).

В контуре этой зоны залежи в пластах Ю₂–Ю₄ содержат тяжелые – 0,871–0,895 г/см³, сернистые – 0,55–1,8 % (до высокосернистых – 1,82–2,16 %, Солкинское, Савуйское, Сайгатинское месторождения), смолистые – 5,28–14,62 (до высокосмолистых – 15,32–21,6 %), парафинистые – 1,7–5,53 % нефти.

С юга, запада, севера и востока выше выделенная зона окружена зоной с залежами нефтей средней плотности – 0,852–0,870 г/см³. Содержание в них серы варьирует от 0,075 до 1,96 %, смолисто-асфальтеновых веществ – от 5,1 до 15 %, парафина – от 1,3 до 4,5 %. При этом наименее сернистые нефти получены на Салымском, Тайтымском, Северо-Мытаяхинском месторождениях.

С запада, севера и востока зона средних по плотности нефтей охвачена зоной, где сформировались залежи легких нефтей – 0,831–0,850 г/см³. Эти нефти характеризуются низким (0,03–0,5 %) и средним (0,51–1,72 %) содержанием серы, преимущественно средним содержанием парафинов (1,7–5,93 %), а также низким (2,44–4,92 %) и средним (5,06–6,58 %) содержанием смол и асфальтенов.

В западной части области нефтенакпления расположена локальная зона, в пределах которой залежи в отложениях бата содержат легкие нефти плотностью 0,801–0,830 г/см³. Территориально она расположена в пределах Красноленинского свода и северной части Шаимского мегавала. Содержание серы в нефтях изменяется от 0,05 до 0,82 %, парафинов – от 2,5 до 10,5 %, смолисто-асфальтеновых веществ – от 2,5 до 12,15 %.

В северной, северо-восточной и восточной частях области нефтенакпления, вдоль границы с «переходной» областью, в виде полосы выделяется зона с залежами, содержащими легкую нефть, плотность которой варьирует в диапазоне 0,744–0,830 г/см³. Количество серы в нефтях не превышает 1 % (0,02–0,73 %), смол и асфальтенов – 5 % (0,67–4,8 %). Содержание парафина изменяется в широком диапазоне: от 0,68 до 20,48 %. При этом подмечено, что наиболее парафинистые нефти содержат залежи, которые расположены в центральной части этой зоны: Вынгапуровское, Новогоднее, Еты-Пуровское, Западно-Варьеганское, Северо-Хохряковское месторождения.

По физико-химическим свойствам нефти в залежах пластов Ю₂–Ю₄ «переходной» области по плотности характеризуются как особо легкие – от 0,770 (Южно-Хадыряхинское месторождение) до 0,822 г/см³ (Кынское месторождение), малосмолистые – от 0,34 % (Западно-Медвежье месторождение) до 2,4 % (Верхнечасельское месторождение). Во всех нефтях этой области содержатся незначительные концентрации серы – от 0,01 % (Уренгойское месторождение) до 0,23 % (Западно-Медвежье месторождение). По содержанию твердых парафинов нефти относятся к парафинистым – 2,56–5,42 % и высокопарафинистым – 6,32–21,62 %. Максимальное количество парафина установлено в нефтях залежи пласта Ю₄ Берегового месторождения, а в залежи залегающего выше пласта Ю₂ этого же месторождения содержание парафина в нефти равно 9,15 %.

В области газонакопления для залежей в пластах Ю₂–Ю₄ характерны особо легкие и легкие (0,732–0,807 г/см³), малосернистые (0,01–0,22 %), малосмолистые (1,07–2,68 %) нефти и конденсаты. Содержание твердых парафинов в них варьирует от 2,98 до 8,79 %.

Таким образом, в различных областях батского бассейна такие качественные показатели жидких углеводородов, как плотность, содержание в них серы, парафинов, смол и асфальтенов, меняются довольно значительно. Совместный анализ закономерностей пространственного изменения фазового состояния углеводородов в залежах отложений бата, их физико-химических свойств и распределения современных температур пород в кровле малышевского горизонта [5] показал, что в зонах пониженных температур Широкого Приобья, юго-востока ХМАО и востока Тюменской области залежи в пластах Ю₂–Ю₄ содержат тяжелые, сернистые и высокосернистые, смолистые (до высокосмолистых), малопарафинистые нефти. По мере повышения температур (особенно четко это прослеживается в северном направлении) качественные характеристики нефтей повышаются, что выражено в уменьшении плотности, снижении количества серы, смолисто-асфальтеновых веществ и увеличении содержания парафинов.

Выводы

На основе систематизации и анализа значительного по объему фактического материала, накопившегося по результатам изучения нефтегазоносности пластов Ю₂–Ю₄ батского резервуара за более чем 55-летний период, детализировано размещение областей с различным фазовым состоянием углеводородов в за-

лежах узкого стратиграфического интервала средней юры, который соответствует малышевскому горизонту.

Отдельно для батского резервуара, имеющего самую большую площадь нефтегазоносности на территории Западной Сибири, так же, как и для региональных нефтегазоносных комплексов юры и мела, отчетливо выражен региональный тренд смены фазового состояния углеводородов в залежах по направлению от южных (нефтеносных районов) к северным (с залежами газоконденсата). Кроме этого, в пределах мегамоноклиз Внешнего пояса выделяется линейно вытянутая область, в пределах которой на западе и северо-востоке Западной Сибири выявлены залежи «сухого» газа, а по результатам глубокого бурения в приновоземельской части Карского моря – и нефти.

Для нефтей из залежей пластов Ю₂–Ю₄ на территории Западной Сибири в плане отчетливо фиксируется уменьшение плотности, снижение содержания серы, смол и асфальтенов и увеличение содержания парафинов по мере повышения пластовых температур.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Борисова Л. С., Фомин А. Н., Фурсенко Е. А. Фазовое состояние углеводородных флюидов Западной Сибири // ГЕО-Сибирь-2007. III Междунар. науч. конгр. : сб. материалов в 6 т. (Новосибирск, 25–27 апреля 2007 г.). – Новосибирск : СГГА, 2007. Т. 5. – С. 188–193.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. – М. : Недра, 1975. – 679 с.
3. Гулари Ф. Г., Конторович А. Э., Фотиади Э. Э. Основные закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1967. – № 1. – С. 3–12.
4. Закономерности изменения физико-химических свойств флюидных систем юрско-меловых отложений Западной Сибири с учетом их фазовой зональности и палеотектонических критериев / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, А. С. Недосекин, А. В. Лукашов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 14–31.
5. Казаненков В. А. Геотермическая характеристика батских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна // 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. 52–57.
6. Казаненков В. А. Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналогов в Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2016. – № 3. – С. 3–11.
7. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М. Я. Рудкевич, Л. С. Озеранская, Н. Ф. Чистякова, В. А. Корнев, Е. М. Максимов – М. : Недра, 1988. – 303 с.
8. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А. Э. Конторович, Н. М. Бабина, Л. И. Богородская и др. – Л. : Недра, 1967. – 223 с.
9. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.
10. Физико-химическая характеристика флюидов юрских отложений, их фазовая зональность севера Западной Сибири / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин, Ю. Л. Попов, В. И. Кислухин // Нефть и газ. – 2012. – № 2 (92). – С. 14–22.

© В. А. Казаненков, 2017

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА ВЕНДА НА СЕВЕРО-ЗАПАДЕ АЛДАНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

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 нефтегазовых систем, тел. (383)330-13-62, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Наталья Валентиновна Поспеева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер лаборатории сейсмогеологического моделирования нефтегазовых систем, тел. (383)330-13-62, e-mail: PospeeveNV@ipgg.sbras.ru

Терригенный комплекс венда в составе сералахской свиты доступен для бурения на северо-западном склоне Алданской антеклизы и представляет интерес в нефтегазоносном отношении. Сейсмические работы, проведенные здесь в 2000–2010 годах на Мархачанской, Лено-Алданской и Среднеленской площадях, показали, что он имеет сложное строение и развит неравномерно. Основываясь на динамическом анализе полученных сейсмических данных, удалось выявить зоны увеличенных толщин сералахской свиты и закартировать области ее отсутствия.

Ключевые слова: терригенный комплекс венда, сералахская свита, отражающий горизонт, Алданская антеклиза, амплитуда отраженной волны.

FORECAST OF THE VENDIAN TERRIGENOUS SEQUENCE WITHIN THE NORTH-WEST PART OF THE ALDANIAN ANTECLISE BASED ON SEISMIC DATA

Igor A. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Seismogeologic Simulation of Natural Petroleum Systems, tel. (383)330-13-62, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Natalia V. Pospeeve

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Leading engineer of the Laboratory of Seismogeologic Simulation of Natural Petroleum Systems, tel. (383)330-13-62, e-mail: PospeeveNV@ipgg.sbras.ru

The Seralakhskaya suite as part of the Vendian terrigenous sequence is accessible for the deep drilling within north-west slope of the Aldanian antecline. This suite is object of interest for petroleum potential. Seismic works were conducted there in 2000-2010 years within Markhachan, Lena-Aldan and Middle-Lena fields. The results of this works show that Vendian terrigenous sequence has complex structure and extends irregularly. Based on dynamic analysis of the seismic data, zones of extended thickness of the Seralakhskaya suite are revealed, the areas of its thinning are mapped.

Key words: Vendian terrigenous sequence, the Aldanian antecline, Seralakhskaya suite, reflective horizon, amplitude of the reflecting wave.

В 2016 году сотрудниками ИНГГ СО РАН был проведен большой объем работ по сбору, систематизации и анализу геолого-геофизических материалов с целью выделения перспективных зон нефтегазонакопления в пределах Северо-Алданской и прилегающих территорий Виллюйской, Западно-Виллюйской и Предпатомской НГО.

В последние годы (за период с 2004 по 2013 годы) в зоне сочленения Алданской антеклизы и Виллюйской синеклизы проведены сейсморазведочные работы МОГТ на Среднеленской, Лено-Алданской, Мархачанской площадях, а также в пределах Южно-Виллюйского, Мухтинского и Бирюковского лицензионных участков, позволившие существенным образом уточнить геологическое строение и выполнить прогноз новых нефтегазоперспективных объектов в отложениях рифея, венда и кембрия. Продолжаются полевые сейсморазведочные работы и в настоящее время на территориях южнее Хапчагайского вала в пределах Западно-Виллюйского и Синского объектов, которые планируется завершить к 2018 году. Сейсмические работы были проведены здесь еще до 80-х годов прошлого века, но к настоящему времени их материалы утеряны либо утратили свою актуальность.

Многие сейсмические профили 80–90-х годов прошлого века, выполненные методом ОГТ, на территории Западно-Виллюйской НГО также недоступны в цифровом виде в настоящее время, однако они несут много полезной информации о строении осадочного чехла. Это относится к сейсмопартиям, работавшим в южной части Виллюйской синеклизы. Некоторые из профилей сохранились в бумажном виде в отчетах сейсмопартий, работавших в те годы на Хому-стахской, Хапчагайской, Рифовой, Атыяхской и других площадях. В виде отсканированных файлов они могут быть преобразованы в формат SEG-Y и использоваться в работе с интерпретационным проектом. В ИНГГ СО РАН была разработана и реализована в виде программного продукта методика оцифровки таких растровых изображений.

В Западно-Виллюйской, Северо-Алданской и на юге Виллюйской НГО промышленных скоплений углеводородов пока не выявлено, однако многочисленные битумо- и нефтегазопроявления в скважинах и на дневной поверхности свидетельствуют о высоком углеводородном потенциале этих территорий [1–3].

В пределах Кемпендяйской впадины и Алданской антеклизы наиболее вероятным источником УВ являются отложения верхнего протерозоя [4]. И с этих позиций наиболее перспективными являются песчаные отложения верхнего протерозоя, вскрытые на северо-западном склоне Алданской антеклизы в нескольких скважинах (Русско-Реченские 1, 2, 3, Олекминские 1, 3, Северо-Наманинская-1 и др.). О высоких перспективах верхнего протерозоя на исследуемой территории свидетельствует открытие Бысахтахского газового месторождения, а также мощный аварийный газовый выброс из скв. Русско-Реченская-1, где ориентировочный дебит составил 100 тыс. м³/сут. Перспективы терригенного комплекса венда, развитого на склонах Алданской антеклизы, можно оценивать по аналогии с ботубобинским горизонтом на склонах Непско-Ботубобинской антеклизы.

На Алданской антеклизе и примыкающей к ней Березовской впадине вендский терригенный комплекс представлен песчаниками сералахской свиты, ботуобинским песчаным горизонтом, залегающим в базальной части бюкской свиты, и терригенной частью торгинской свиты. Общая мощность терригенной части разреза венда составляет от первых десятков до 200 м. Скорость распространения продольных волн порядка 4500–4900 м/с. Перекрыты терригенные отложения высокоскоростными ($V = 6200\text{--}6800$ м/с) карбонатами бюкской свиты, а залегают на карбонатных породах верхнего рифея либо на метаморфических и гранитоидных породах фундамента. Последние, по данным акустического каротажа, характеризуются скоростями распространения продольных волн 6100–6400 м/с.

К кровле пород терригенного комплекса венда приурочен реперный сейсмический горизонт КВ. В пределах Алданской антеклизы торгинская свита выклинивается, а мощность сералахской свиты, как правило, не превышает 50 м (рисунок). При таком распределении скоростей и толщин в разрезе амплитуда сейсмического горизонта КВ будет зависеть от толщины сералахской свиты. С целью выяснения характера этой зависимости была построена литолого-акустическая модель, включающая низкоскоростной слой, моделирующий выклинивание сералахской свиты.

Результаты моделирования показали, что в зонах отсутствия терригенного комплекса венда волновое поле имеет низкоамплитудный характер вследствие близких значений скоростей доломитов карбонатного комплекса венда и гранитоидов фундамента. Сералахская свита обладает аномально низкими акустическими свойствами на фоне вмещающих пород, и ее появление сопровождается появлением на волновой картине отрицательной высокоамплитудной фазы, отождествляемой с отражающим горизонтом КВ. Амплитуда этой фазы увеличивается по мере увеличения толщины сералахской свиты, однако, достигнув толщины ~30 м, амплитуда КВ начинает падать. Это связано с прекращением резонансного суммирования волн, отраженных от кровли и подошвы сералахской свиты.

По скважинам, вскрывающим сералахскую свиту мощностью менее 50 м, была построена зависимость ее толщин от амплитуд вдоль отражающего горизонта КВ. Зависимость имеет такой же параболический характер, что и полученная модельным путем. Это еще раз свидетельствует о том, что при толщине сералахской свиты 20–40 м на ее кровле возникает резонансное усиление амплитуды отражающего горизонта КВ. Таким образом, используя полученную зависимость, можно с уверенностью предполагать, что на карте амплитуд значениям, превышающим 50 у.е., соответствуют толщины сералахской свиты, лежащие в диапазоне 20–40 м.

Информацию о толщине терригенных отложений в сералахской свите несет не только отражающий горизонт КВ, но и весь интервал временного разреза, отвечающий этой свите. Поэтому для оценки мощности терригенной составляющей в вендских отложениях использован динамический анализ всего интервала временного разреза, заключенного между отражающими горизонтами Ф (кровля фундамента) и КВ (кровля терригенного комплекса венда).

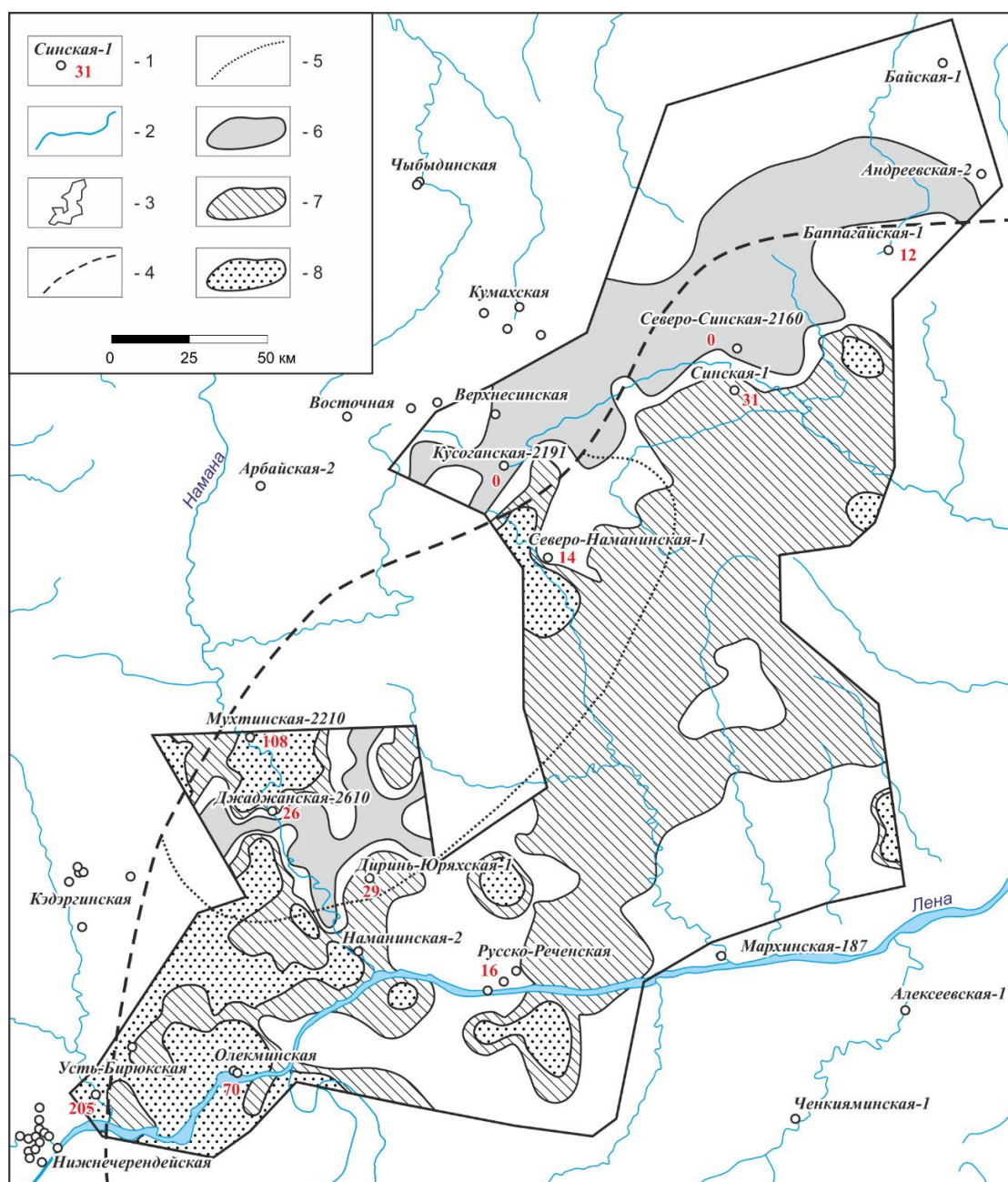


Рис. Прогнозная карта распространения сералахской свиты на северо-западном склоне Алданской антеклизы по данным сейсморазведки:

1 – скважины глубокого и вскрытая мощность сералахской свиты; 2 – гидросеть; 3 – контур построений; 4 – граница Алданской антеклизы; 5 – контур Наманинского выступа; 6 – зоны отсутствия сералахской свиты, зоны развития сералахской свиты толщиной: 7 – 20–50 м, 8 – более 50 м

Предпосылкой для такого подхода является то, что с увеличением доли терригенной составляющей в разрезе будет увеличиваться число регистрируемых устойчивых субпараллельных высокоамплитудных отражений, формирующихся на границах переслаивающихся пачек, сложенных аргиллитами, песчаниками, глинистыми известняками и т. д. Выше- и нижележащие монотонные

карбонатные толщи рифея и венда таких отражений дать не могут. Отсутствуют выдержанные отражения и в пределах фундамента. Следовательно, так называемая «накачка» разреза отражающими горизонтами будет происходить преимущественно за счет терригенной составляющей.

Взаимосвязь между суммой амплитуд по модулю, находящихся на временном разрезе в интервале, ограниченном отражающими горизонтами Ф и КВ, и толщиной сералахской свиты является нелинейной и, несмотря на высокий коэффициент корреляции (0,94), может давать существенные погрешности в определении толщин сералахской свиты при ее толщинах менее 50 м.

При толщинах сералахской свиты более 50 м ошибки в прогнозе будут меньше, и именно для этого диапазона толщин применима эта зависимость. Однако необходимо отметить, что достоверность такого прогноза при отсутствии достаточного количества статистических данных по скважинам не очень высока.

Прогнозная карта распространения сералахской свиты, объединяющая результаты обоих подходов, приведена на рис. 1. Обращают на себя внимание две зоны отсутствия сералахской свиты – северная, протягивающаяся вдоль границы Алданской антеклизы через Кусоганскую, Северо-Синскую до Андреевской площади, и западная, расположенная между Диринь-Юряхской и Джаджанской площадями. Зоны максимальных толщин сералахской свиты находятся на западе Бирюковского участка и на севере Мухтинского. В целом Бирюковский участок, расположенный к югу от Наманинского выступа, с точки зрения развития терригенного комплекса венда выглядит более перспективно по сравнению с Мухтинским.

На юго-восток, в направлении к центральным частям Алданской антеклизы, толщина сералахской свиты будет сокращаться до нуля, на запад, в пределах Мухтинского и Бирюковского участков, толщина сералахской свиты будет увеличиваться. На север определенной тенденции нет, поскольку там находится зона отсутствия терригенного венда, севернее которой, судя по сейсмическим данным, терригенный венд снова появляется, но уже в пределах Вилуйской синеклизы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северо-западного склона Алданской антеклизы (Мархачанская площадь) по геофизическим и геохимическим данным / А. В. Погадаев, С. Б. Мячев, В. А. Дьяконова и др. // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири. Материалы 1-й науч.-практич. конф. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2014. – Т. 2. – С. 52–55.
2. Фрадкин Г. С., Моисеев С. А., Сафронов А. Ф. Среднепалеозойский мегакомплекс востока Сибирской платформы – перспективный нефтегазопроисловый объект Якутии // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2с. – С. 44–59.
3. О возможном открытии на юге Вилуйской синеклизы нового нефтеносного района (Сибирская платформа) / В. С. Ситников, И. А. Кушмар, О. М. Прищепа, А. В. Погадаев // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 2–12.
4. Сивцев А. И., Александров А. Р. Галокинез в тектоническом строении Кемпендяйской впадины // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 5. – С. 54–70.

© И. А. Губин, Н. В. Поспеева, 2017

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ И ИСТОЧНИКОВ СНОСА
ПО ДАННЫМ U-PB ДАТИРОВАНИЯ ЦИРКОНОВ МАГМАТИЧЕСКИХ
И ОСАДОЧНЫХ МЕЗОЗОЙСКИХ ПОРОД ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ
ПОБЕРЕЖЬЯ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ**

Владимир Аркадьевич Маринов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 625048, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт, тел. (345)255-00-55, e-mail: vamarinov@rosneft.ru

Александр Юрьевич Нехаев

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)333-23-01, e-mail: nekhaevay@ipgg.sbras.ru

Алексей Юрьевич Попов

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)333-23-01, e-mail: popovay@ipgg.sbras.ru

Сергей Андреевич Сергеев

ФГУП «ВСЕГЕИ», 199106, Россия, г. Санкт-Петербург, Средний пр., 74, кандидат геолого-минералогических наук, директор ЦИИ ФГУП «ВСЕГЕИ», тел./факс (812)328-91-72, e-mail: Sergey_Sergeev@vsegei.ru

Леонид Борисович Хазин

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)333-23-01, e-mail: hasinlb@ipgg.sbras.ru

Представлены результаты изучения коллекции цирконов из магматических и осадочных пород юго-западного побережья моря Лаптевых. Происхождение основного количества магматических цирконов сопоставлено с этапом континентального рифтогенеза в позднем кембрии – среднем ордовике. Основным источником обломочных цирконов являлся Таймыро-Североземельский складчатый пояс.

Ключевые слова: цирконы, тектоно-магматические события, источники сноса, побережье моря Лаптевых.

**RECONSTRUCTION OF THE TECTONIC HISTORY AND SEDIMENT SOURCES
ON U-PB DATING ZIRCONS FROM IGNEOUS AND SEDIMENTARY MESOZOIC
ROCKS IN THE SOUTHWESTERN LAPTEV SEA COAST**

Vladimir A. Marinov

Tyumen Petroleum Research Center, 625048, Russia, Tyumen, 79/1 Osipenko St., Ph. D., expert, tel. (345)255-00-55, e-mail: vamarinov@rosneft.ru

Alexander Yu. Nekhaev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Scientist, tel. (383)333-23-01, e-mail: nekhaevay@ipgg.sbras.ru

Aleksey Yu. Popov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Ph. D., Senior Scientist, tel. (383)333-23-01, e-mail: popovay@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Sergeev

Federal State Unitary Enterprise «VSEGEI», 199106, Russia, St. Petersburg, 74 Sredny Prospect, Ph. D., director of the IIC Federal State Unitary Enterprise «VSEGEI», tel./fax (812)328-91-72, e-mail: Sergey_Sergeev@vsegei.ru

Leonid B. Khazin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Ph. D., Senior Scientist, tel. (383)333-23-01, e-mail: hasinlb@ipgg.sbras.ru

Presents results of investigation of collection of zircons from igneous and sedimentary rocks of the south-western coast of the Laptev Sea. The origin of the basic amount of magmatic zircons correlated with the stage of continental rifting during the Late Cambrian – Middle Ordovician. The main source of detrital zircons was Taimyr-Severnaya Zemlya fold belt.

Key words: zircons, tectonic and magmatic events, the sediment sources, the Laptev Sea coast.

Геохронологические данные, полученные по цирконам, широко и успешно используются для палеогеографических и тектонических реконструкций докембрия и фанерозоя Сибири и Арктических районов России.

Основная цель представленной работы – на основе датирования цирконов, обнаруженных в магматических и осадочных породах триасового, юрского и мелового возраста, уточнить тектоническую историю западного участка Лаптевоморского шельфа, установить положение основных питающих провинций и уточнить особенности седиментогенеза для территории юго-западной окраины моря Лаптевых в мезозойское время.

Материалом послужила коллекция образцов, собранных в ходе полевых работ на побережье моря Лаптевых в 2014 году (рис. 1).

Цирконы магматических пород в изученных образцах составляют семь возрастных популяций (рис. 2).

Редкие наиболее древние цирконы (2434–2871 млн лет) отражают время формирования древней континентальной коры [1]. Образование Анабарского массива фиксирует популяция II (1966–2003 млн лет). Наиболее массовая популяция цирконов (VIII) имеет возраст 461–498 млн лет (верхний кембрий – средний ордовик). Другие значимые популяции имеют возраст 357–398 млн лет (IX – средний и поздний девон), 328–335 млн лет (средний карбон), 295–313 млн лет (поздний карбон), 242–257 млн лет (XI – поздняя пермь – ранний триас).

Позднепалеозойские и мезозойские популяции (X–XI) Лаптевоморского побережья хорошо сопоставляются с этапами формирования Центрально-Таймырской складчатой системы [1].



Рис. 1. Местоположение изученных разрезов:
1 – кряж Прончищева; 2 – п-ов Юрюнг-Тумус; 3 – мыс Цветкова

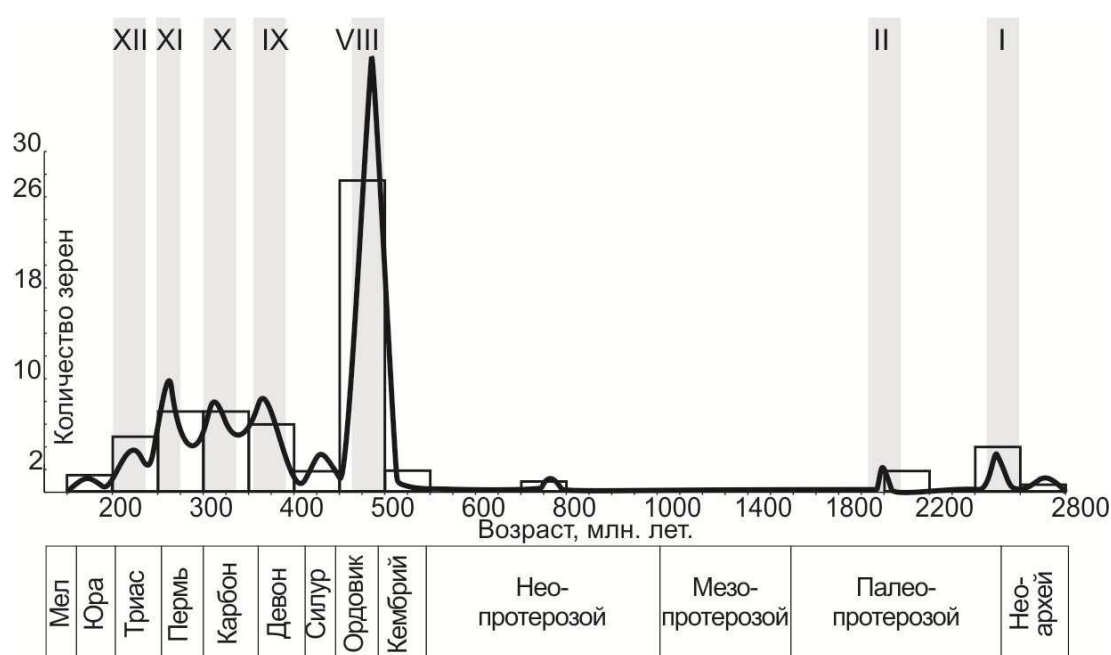


Рис. 2. Распределение магматических цирконов по возрастным группировкам (данные по семи образцам базальтов пермо-триасового траппового комплекса)

Девонские и кембрийско-ордовикские (VIII–IX) цирконы не имеют явных возрастных аналогов в разрезах Центрального и Северного Таймыра. На Северной Земле известны магматические формации нижнего ордовика (475–490 млн лет) [7]. Возможно также сопоставление зафиксированной магматической активизации с этапом континентального рифтогенеза в конце вендского – начале кембрийского времени на северо-востоке Сибирского кратона в районе Оле-

некского поднятия, 525,6–546,0 млн лет [6]. Ассоциация XII имеет мезозойский возраст и образовалась уже после завершения магматической деятельности на территории северного Таймыра и, возможно, является свидетельством мезозойской тектонической активизации на северо-восточной окраине Сибирского континента.

Возрастная структура изученных комплексов обломочных цирконов из трех районов работ на Лаптевоморском побережье отличается незначительно. Наиболее массовыми являются средне-позднепалеозойские ассоциации. В большом количестве присутствуют палеопротерозойские цирконы. Меньше цирконов венд-кембрийского и ордовикско-девонского возраста. Немногочисленная популяция имеет средне-позднетриасовый и юрский возраст. Остальная часть цирконов представлена редкими мезо- и неопротерозойскими и неоархейскими зернами.

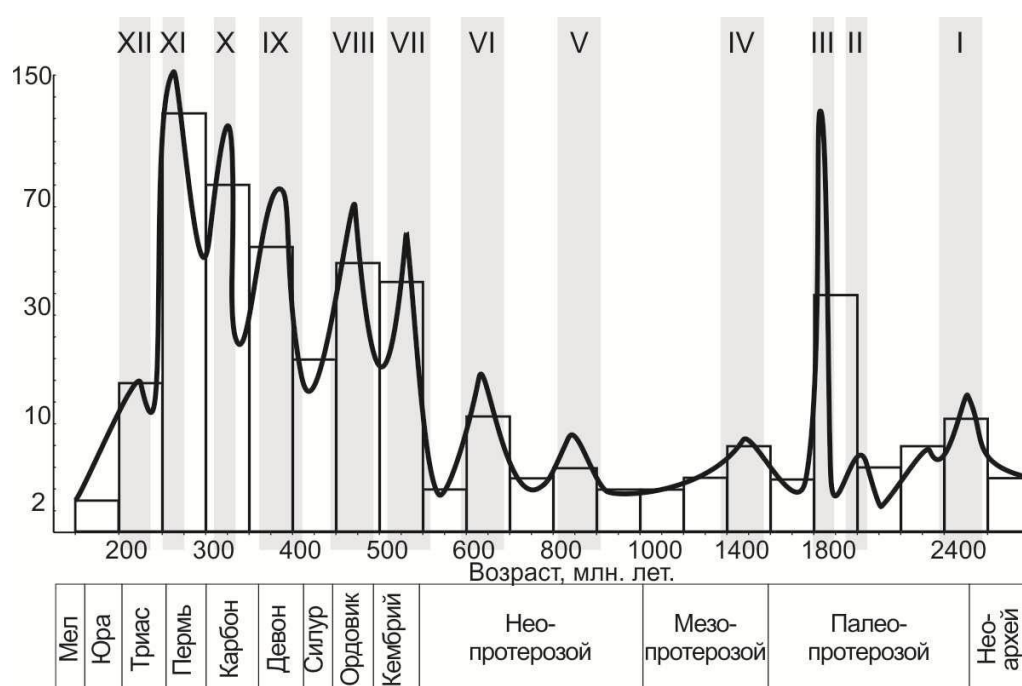


Рис. 3. Распределение детритовых цирконов по возрастным группировкам (данные по десяти образцам из песчаников триаса и юры)

Благодаря исследованиям источников обломочных цирконов Сибирского кратона и сопредельных территорий в настоящее время основные возрастные группировки цирконов привязаны территориально. Это позволяет по количественному распределению разновозрастных популяций обломочных цирконов судить о положении основных питающих провинций, оценить объем поставляемого материала из различных источников сноса. Вероятные источники детритовых цирконов располагались на территории Ангарского блока (западная периферия Сибирского кратона в современных координатах), Алдано-Станового выступа (южная окраина платформы), Анабарского щита, Таймыро-Североземельского складчатого пояса (северная часть), Приверхоянского (Булкур-

ского) поднятия [2], островной дуги, располагавшейся в юрское и раннемеловое время предположительно на месте современного Усть-Ленского желоба [5].

Источником наиболее массовых ассоциаций цирконов (VII, X, XI) являлся Таймыро-Североземельский пояс, область активного орогенеза и интенсивного метаморфизма в венд-кембрийское, каменноугольное, пермское и раннетриасовое время. Многочисленная палеопротерозойская ассоциация III (1800–1891 млн лет) связана с магматическими массивами западной и южной частей (в современных координатах) Сибирской платформы [6]. Эти же массивы являлись наиболее вероятным источником цирконов ордовикского и девонского возраста. Начиная с карбона, в южных районах кратона не установлено крупных тектономагматических событий и сколько-нибудь значительных генераций цирконов не образовывалось [3].

Происхождение малочисленной средне–позднетриасовой ассоциации XII не вполне ясно. Вероятными источниками могут быть Булкурский массив на северо-востоке платформы и островная дуга, которая находилась в мезозое к северо-востоку от острова Б. Бегичев, на месте современного Усть-Ленского желоба.

Редкие неоархейские цирконы (I и II) поступали предположительно с Анабарского массива [4].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Верниковский В. А. Геодинамическая эволюция Таймырской складчатой области. – Новосибирск : ОИГГМ СО РАН, 1996. – 202 с.
2. Верхнетриасовый этап магматической активности с участием лав лампроитового состава северо-востока Сибирской платформы: свидетельства в осадочной летописи / Е. Ф. Летникова, А. Э. Изов, А. П. Смелов и др. // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): материалы совещания. Вып. 11. – Иркутск : Институт земной коры СО РАН, 2013. – С. 76–80.
3. Ершова В. Б., Худoley А. К., Прокопьев А.В. Реконструкция питающих формаций и тектонических событий в карбоне в северо-восточном обрамлении Сибирской платформы по данным U-Pb датирования обломочных цирконов // Геотектоника. – 2013. – № 2. – С. 32–41.
4. Изотопно-геохимические особенности и возраст (SHRIMP II) метаморфических и магматических пород в Катуйкан-Монхолинской зоне Анабарского щита / Н. И. Гусев, В. Е. Руденко, Н. Г. Бережная и др. // Региональная геология и металлогения. – 2013. – № 54. – С. 45–59.
5. Литология и палеогеография нижнего мела Анабаро-Хатангской седловины (север Средней Сибири) / О. Н. Злобина, В. А. Маринов, А. Ю. Калинин и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2с. – С. 88–98.
6. Раннекембрийский бимодальный магматизм на северо-востоке Сибирского кратона / В. А. Прокопьев, А. К. Худoley, О. В. Королева и др. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 1. – С. 199–224.
7. Lorenz H., Gee D. G., Whitehouse M. New geochronological data on Palaeozoic igneous activity and deformation in the Severnaya Zemlya Archipelago, Russia, and implications for the development of the Eurasian Arctic margin // Geol. Mag. – 2007. – Vol. 144. – P. 105–125.

© В. А. Маринов, А. Ю. Нехаев, А. Ю. Попов, С. А. Сергеев, Л. Б. Хазин, 2017

ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И КОНОДОНТОВЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЕВОНА НОРИЛЬСКОГО РАЙОНА

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

Надежда Георгиевна Изох

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)333-24-31, e-mail: izokhng@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

Проведено лито- и биостратиграфическое изучение отложений девона, вскрытых скважинами в Норильском районе. Фациальный анализ показал, что седиментация проходила в обстановках мелководного бассейна с ограниченной циркуляцией вод и повышенной соленостью, в котором в периоды крупных трансгрессий восстанавливался нормально-морской режим. Установленные ассоциации конодонтов, представленные космополитными таксонами, подтверждают существование обстановок открытого моря в трансгрессивные периоды.

Ключевые слова: Норильский район, девон, литология, фации, стратиграфия, конодонты.

FACIES CHARACTERISTICS AND CONODONT COMPLEXES OF DEVONIAN OF THE NORILSK AREAS

Irina V. Varaksina

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

Nadia G. Izokh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Paleozoic Stratigraphy and Paleontology, tel. (383)333-24-31, e-mail: izokhng@ipgg.sbras.ru

Igor V. Tumashov

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

The paper reports the results of litho-stratigraphic studies of the Devonian deposits exposed in the Norilsk areas. Facies analysis showed that sedimentation was within the shallow basin with limited water circulation and increased salinity. In periods of major transgressions restores normally marine conditions. Installed conodonts associations represented cosmopolitan taxa, confirm the existence of the open sea environments in transgressive periods.

Key words: Norilsk area, Devon, lithology, facies, stratigraphy, conodonts.

Наиболее полные и палеонтологически хорошо охарактеризованные разрезы девона Сибирской платформы отмечаются в Северо-Тунгусской стратиграфической области [1–4]. Норильский фациальный район, расположенный в ее северо-западной части, отличается большой плотностью бурения, и его сводный разрез является опорным для Сибирской платформы [3, 5]. В данной работе рассматриваются девонские отложения, вскрытые на Фокинской площади бурения (скважина Ф-225), находящейся южнее Норильско-Вологочанского прогиба [6], и на Северо-Вологочанской площади бурения, расположенной севернее его (скважина СВ-17).

Девон согласно перекрывает силур [5]. Фокинский разрез представлен всеми отделами девона, Северо-Вологочанский – только верхним. В основании скв. Ф-225 на долеритах залегают сульфатно-глинисто-карбонатные породы верхней подсвиты зубовской свиты нижнего девона, формирование которых происходило на мелководном шельфе в условиях ограниченной гидродинамики. Согласно Р. Г. Матухину [2, 3], значительная часть Сибирской платформы в зубовское время представляла собой низменную, заметно наклоненную к северо-западу аридную равнину, покрытую многочисленными замкнутыми водоемами, на которую медленно наступало Таймырское (Северо-Сибирское) море. Признаки этой трансгрессии фиксируются и в верхнезубовской подсвите Фокинского разреза, где среди сульфатно-глинисто-карбонатных фаций изолированного мелководного бассейна появляются прослои комковато-оолитовых доломитов с остатками остракод. Курейская свита характеризуется более глинистым составом, значительно меньшим содержанием ангидрита и частыми прослоями оолитовых доломитов с раковинным детритом (остракод, двустворчатых моллюсков, гастропод), что свидетельствует о дальнейшем развитии трансгрессии. Доломито-глинистая разведочнинская свита отличается фосфоритоватостью и разнообразным составом ископаемых организмов, среди которых появляются брахиоподы и криноидеи, которые фиксируют окончательную смену фаций на нормально-морские. Вышележащая мантуровская свита отвечает пограничному интервалу нижнего и среднего девона. Граница условно проведена между нижней и верхней подсвитой [3]. Нижнемантуровская подсвита имеет алевролитисто-глинисто-доломитовый состав. Наличие в доломитовых прослоях обильного детрита иглокожих, мшанок и кораллов подтверждает существование морского режима седиментации в конце раннего девона.

В начале среднего девона в районе Фокинской скважины вновь возникли условия засоленного бассейна, в котором накапливались доломито-глинисто-ангидритовые отложения верхнемантуровской подсвиты. Осадконакопление

в этот период контролировалось, по-видимому, преимущественно конседиментационной тектонической деятельностью [2, 7], приведшей к воздыманию данного участка, а не режимом Таймырского моря. Вышележащая юктинская свита сложена исключительно карбонатными породами, насыщенными разнообразной нормально-морской фауной, и отражает одну из крупных девонских трансгрессий. Но уже в кровле обнаруживаются признаки начинающейся регрессии в виде прослоев оолитовых известняков. Максимуму регрессии отвечают пестроцветные алеврито-глинисто-карбонатные отложения накохозской свиты. Широкое развитие оолито-интракластических пород, мелкие косые серии, связанные с приливно-отливными течениями, градационные микрослойки, сходные со штормовыми турбидитами, позволяют отнести их к фациям приливно-отливной равнины.

На протяжении всего позднего девона на Фокинской площади существовали обстановки открытого моря. Формирование нижней подсвиты каларгонской свиты проходило в крайне мелководных условиях, вероятно, в литоральной зоне, периодически подвергавшейся кратковременному осушению с образованием горизонтов карбонатных брекчий. На Северо-Вологочанской площади в это время, по-видимому, существовал конседиментационный палеопрогиб, где накапливались глинисто-карбонатно-ангидритовые фации замкнутого бассейна. Значительное сокращение содержания сульфатов вверх по разрезу скв. СВ-17 и появление оолито-комковатых доломитов, насыщенных остатками фораминифер, остракод и водорослей, свидетельствует о наступлении крупной трансгрессии. Ее дальнейшее развитие привело к установлению нормально-морских условий осадконакопления на всей рассматриваемой территории. Это подтверждает состав средней и верхней подсвит в обоих разрезах, представленных карбонатными породами, в которых преобладают водорослевые структуры, и насыщенными разнообразными фаунистическими остатками, в том числе кораллов, криноидей и брахиопод. Присутствие обильных онколитов синезеленых водорослей, прослоев оолитовых и ракушняковых известняков характеризует фации открытого подвижного бассейнового мелководья. В результате регрессии в конце каларгонского времени более поднятый южный участок бассейна (Фокинская скважина) подвергся осушению, а на севере в погруженной зоне образовался замкнутый засоленный водоем. Обстановки доломито-ангидритовой седиментации существовали в районе Северо-Вологочанской скважины до конца девонского периода. Вскрытая в этом разрезе фокинская свита характеризуется повышенной мощностью и сульфатонасыщенностью. Остатки ископаемых организмов представлены здесь угнетенным комплексом эвригалийных форм, локализующихся в редких тонких слоях. На юге (скв. Ф-225) в фокинское время накапливались прибрежно-морские фации, которые формировали циклы обмеления литорального типа с заметной примесью терригенного материала.

Конодонты в Норильском районе были известны по результатам изучения кернового материала в луговской подсвите (=среднекаларгонская подсвита), характеризующие средне-верхнефранский интервал и в низах фокинской свиты

[3, 5, 6]. В низах верхней фокинской подсвиты из известняков с брахиоподами определены конодонты *Bispathodus aculeatus plumulus* Rhodes, Austin et Druce, интервал распространения которого начинается с зоны *expansa* верхнего фамена по низы зоны *tyricus* верхнего турне. Выявленные новые ассоциации конодонтов в керне скважин СВ-17 и Ф-225 включают таксоны космополитных родов *Icriodus* и *Polygnathus*.

В скважине Ф-225 определено две ассоциации конодонтов среднего и верхнего девона. Первая ассоциация *Icriodus stelcki* Chatterton, 1974, *Polygnathus linguiformis klapperi* Clausen, Leuteritz, Ziegler, 1979 установлена в нижней части юктинской свиты и характеризует зону *kockelianus* верхнего эйфеля среднего девона. Следует также отметить, что *Icriodus stelcki* Chatterton широко встречается в среднедевонских отложениях Сибирской платформы [3, 4, 8, 9]. Такое площадное распространение *Icriodus stelcki* Chatterton подтверждает крупнейшую раннеюктинскую трансгрессию и свидетельствует о существовании открытого морского позднеэйфельского бассейна на Сибирской платформе. Вторая ассоциация *Polygnathus* sp., *Polygnathus praepolitus* Kononova, Alekseev, Barskov, Reimers, 1996 и *Icriodus excavatus* Weddige, 1984 выявлена в нижней части луговской подсвиты и характеризует нижне-среднефранский интервал верхнего девона.

В керне скважины Северо-Вологодчанской-17 установлено также две ассоциации конодонтов, которые в основном представлены таксонами рода *Polygnathus*. В верхней части северо-талнахской подсвиты определены *Polygnathus xylus* Stauffer, 1940, *Po. pseudoxylus* Kononova, Alekseev, Barskov, Reimers, 1996, *Po. praepolitus* Kononova, Alekseev, Barskov, Reimers, 1996, которые характеризуют конодонтовую зону *transitans* нижнего франа.

Вторая ассоциация конодонтов выявлена в нижней части луговской свиты. Она включает таксоны *Polygnathus praepolitus* Kononova, Alekseev, Barskov, Reimers, 1996, *Po. webbi*, Stauffer 1938, *Polygnathus mosquensis* Litvinova, 1996, *Polygnathus* sp. 2, указывающие на интервал конодонтовых зон *punctata* – *Early hassi* среднего франа.

В тулаекской свите найдены единичные конодонты рода *Polygnathus*, которые представлены ювенильными формами.

Выводы

Установленные новые ассоциации конодонтов скважин Фокинская-225 и Северо-Вологодчанская-17 Норильского района представлены космополитными таксонами, которые подтверждают существование обстановок открытого моря на Сибирской платформе в трансгрессивные периоды в позднеэйфельском, ранне- и среднефранском временных интервалах среднего и позднего девона. Новые данные по конодонтам характеризуют достаточно узкие стратиграфические интервалы, сопоставленные со стандартной зональной конодонтовой шкалой [10], что позволяет проводить межрегиональные корреляции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Матухин Р. Г., Меннер В. Вл. Девон и нижний карбон северо-запада Сибирской платформы. – Новосибирск, 1974. – 130 с.
2. Матухин Р. Г. Девон и нижний карбон Сибирской платформы (состав, условия осадконакопления, минерогения). – Новосибирск : Наука, 1991. – 164 с.
3. Стратиграфическая основа девонской системы Сибирской платформы / Р. Г. Матухин, В. В. Меннер, П. Н. Соколов и др. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 1995. – 80 с.
4. Новые материалы по стратиграфии девона Норильского района (по материалам бурения) / В. И. Краснов, А. Г. Ядренкина, О. В. Сычев и др. // Проблемы стратиграфии и региональной геологии Сибири. – Новосибирск : Наука, 2006. – С. 130–139.
5. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Ч. 2. Средний и верхний палеозой. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 1982. – 128 с.
6. 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.
7. Матухин Р. Г., Вааг О. В. Основные черты палеогеографии Сибирской платформы в девонском периоде // Стратиграфия и палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 1993. – С. 94–104.
8. Матухин Р. Г., Меннер В. В., Талимаа В. Н. Стратиграфия и ископаемые рыбы каларгонского горизонта (верхний девон северо-запада Сибирской платформы) // Девон и карбон азиатской части СССР. – Новосибирск : Наука, Сиб. отд-ние, 1980. – С. 111–126.
9. Фаунистическая характеристика юктинской свиты среднего девона полуострова Юрюнг-Тумус (бухта Нордвик, побережье моря Лаптевых) / Т. А. Щербаненко, А. Ю. Язиков, Н. Г. Изох и др. // 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. 185–190.
10. Becker R. T., Gradstein F. M., Hammar N. O. The Devonian Period // The Geologic Time Scale 2012. – Elsevier Science Ltd., 2012. – Vol. 2. – P. 559–601.

© И. В. Вараксина, Н. Г. Изох, И. В. Тумаилов, 2017

ФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ВЕРХНЕГО МЕЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Сергей Евгеньевич Агалаков

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 625048, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1, кандидат геолого-минералогических наук, директор департамента, тел. (3452)529-094, e-mail: saagalakov@rosneft.ru

Александр Иванович Кудаманов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 625048, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт, тел. (3452)529-090, e-mail: aikudamanov@rosneft.ru

Владимир Аркадьевич Маринов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 625048, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт, тел. (3452)550-055, e-mail: vamarinov@rosneft.ru

В работе представлены результаты комплексного стратиграфического и литологического изучения верхнего мела Западной Сибири. Дана характеристика генеральных закономерностей формирования осадочного чехла Западной Сибири в турон-маастрихтское время.

Ключевые слова: верхний мел, Западная Сибирь, палеогеография.

FACIES MODEL OF THE WESTERN SIBERIA UPPER CRETACEOUS

Sergey E. Agalakov

Tyumen Petroleum Research Center, 625048, Russia, Tyumen, 79/1 Osipenko St., Ph. D., Head of department, tel. (3452)529-094, e-mail: saagalakov@rosneft.ru

Alexander I. Kudamanov

Tyumen Petroleum Research Center, 625048, Russia, Tyumen, 79/1 Osipenko St., Ph. D., Expert, tel. (3452)529-090, e-mail: aikudamanov@rosneft.ru

Vladimir A. Marinov

Tyumen Petroleum Research Center, 625048, Russia, Tyumen, 79/1 Osipenko St., Ph. D., Expert, tel. (3452)550-055, e-mail: vamarinov@rosneft.ru

The paper presents the results of an integrated stratigraphic and lithological investigation of West Siberia Upper Cretaceous. General patterns is discussed of West Siberian sedimentary cover in the Turonian-Maastrichtian.

Key words: Upper Cretaceous, West Siberia, paleogeography.

Построение схем литолого-фациального районирования, анализ событийных последовательностей, палеогеографические реконструкции должны иметь надежную стратиграфическую основу. Верхний мел Западной Сибири является полигоном для анализа событий внутри всего арктического региона [1]. Основные этапы позднемеловой истории бассейна установлены с высокой степенью

достоверности [1–3]. Дальнейшее уточнение литолого-фациальных и палеогеографических закономерностей требует детализации стратиграфических построений. За последние 5 лет, впервые после завершения программы параметрического бурения в Западной Сибири в 1950-х годах, поступили новые материалы по верхнему мелу (результаты сейсмопрофилирования, данные ГИС, керн). Для анализа соотношения надсеноманских стратиграфических подразделений были построены 4 широтных и 2 меридиональных региональных схемы корреляции (по материалам более 300 скважин), которые увязаны между собой по пересечениям. Был проведен анализ более 200 тыс. пог. км 2D-данных сейсмопрофилирования по территории Ямало-Тюменского, Тазовского и Усть-Енисейского районов. Благодаря проведенным стратиграфическим исследованиям существенно уточнена схема корреляции разрезов структурно-фациальных районов Западной Сибири. Результаты работ позволили обосновать новую модель корреляции свит и пачек верхнего мела [4].

Основные стратиграфические результаты состоят в следующем:

- ипатовская свита входит в кузнецовский горизонт;
- ипатовская свита и газсалинская пачка образуют единый резервуар;
- нижеберезовская подсвита является стратиграфическим аналогом нижней части славгородской свиты (рис. 1).

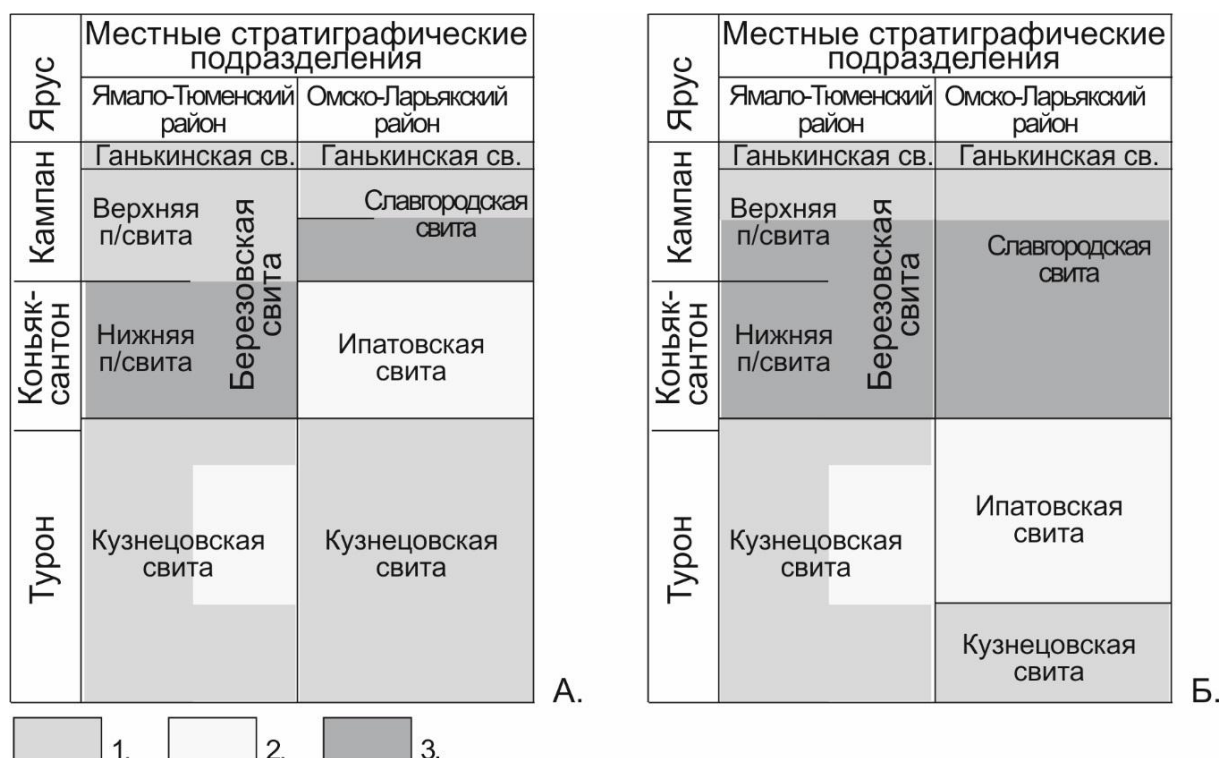


Рис. 1. Принципиальная схема сопоставления турон-кампанских отложений Ямало-Тюменского и Омско-Ларьякского районов:

А – согласно [5], Б – предлагаемый вариант; 1 – глины; 2 – авлевриты и пески; 3 – опоки

Турон-кампанские отложения состоят из двух сейсмостратиграфических клиноформных комплексов, нижний из которых можно назвать кузнецовско-ипатовским, верхний – нижеберезовским. Комплексы разделены верхней пачкой глин кузнецовской свиты.

В пределах нижнего комплекса развиты терригенные толщи газсалинской пачки и ипатовской свиты, которые образуют единый резервуар. Результаты сейсмопрофилирования в Ямало-Тюменском, Тазовском и Усть-Енисейском районах показывают постепенное увеличение мощности кузнецовского горизонта с запада на восток. Кузнецовская свита при переходе от Березово-Вартовского района к Омско-Ларьякскому разделяется на две толщи. Нижняя отвечает терминальной глинистой пачке кузнецовского горизонта. Верхняя толща соответствует ипатовской свите, мощность которой увеличивается в восточном направлении. В Ямало-Тюменском, Тазовском и Усть-Енисейском районах глинистая кузнецовская свита в направлении на восток увеличивает мощность за счет появления и опесчанивания средней пачки – газсалинской. В направлении от Усть-Енисейского к Омско-Ларьякскому также происходит опесчанивание средней части кузнецовской свиты и увеличение ее мощности. Песчано-алевритовая газсалинская пачка коррелируется не с симоновской свитой, а с перекрывающей ее ипатовской. Глинисто-кремнистые отложения нижеберезовской подсвиты в таком варианте корреляции соответствуют опокам и глинам нижнеславгородской подсвиты.

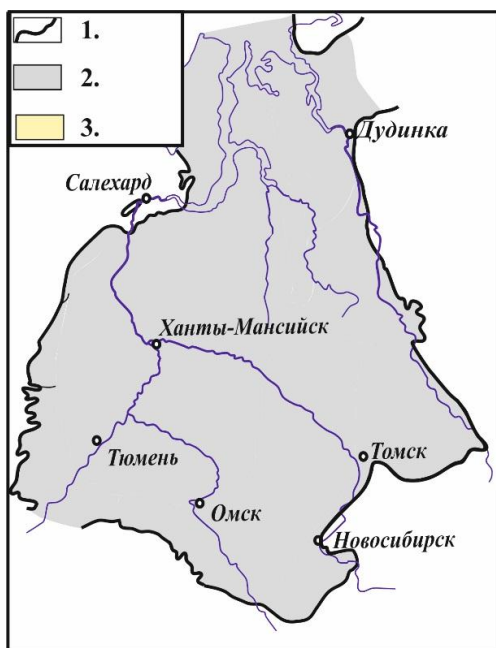
Верхний сейсмокомплекс в западных и центральных частях Западной Сибири сложен глинами, опоками и опокovidными глинами нижеберезовской и славгородской свит. На схемах корреляции опоки четко отделяются от вмещающих глинистых отложений минимумом по кривой гамма-каротажа. Мощность и физические свойства нижеберезовской свиты слабо изменяются и в восточном направлении.

Мощность коньяк-сантонского интервала на востоке Западной Сибири в направлении с севера на юг от Усть-Енисейского района через Тазовский, Туруханский и Елогуйский до Омско-Ларьякского постепенно уменьшается, изменяется его состав. Опоки нижеберезовской подсвиты (коньяк-сантон) в Тазовском районе переходят в алеврито-глинистые отложения нижнечасельской подсвиты. Внутри свиты появляется алевритовый горизонт. В Усть-Енисейском районе разрез среднего турона–сантона сложен алевропесчаниками насоновской свиты.

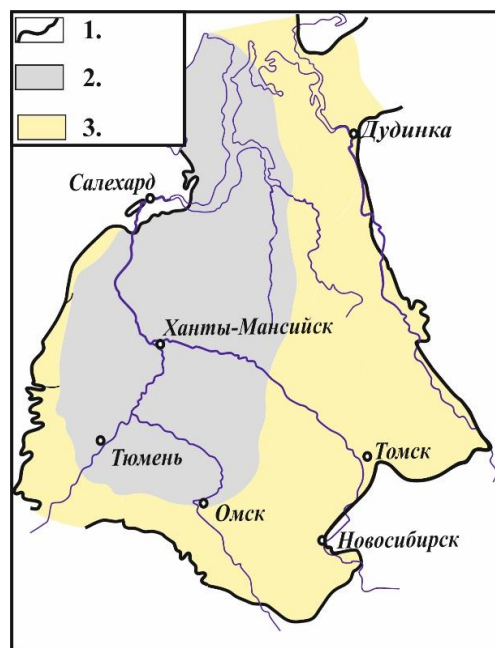
Ревизия корреляционной схемы верхнего мела Западной Сибири позволяет уточнить закономерности позднемеловой седиментации. Выделяются четыре основных этапа осадконакопления.

Раннетуронский туронский этап (дорожковское время) (рис. 2).

Отложения дорожковского интервала характеризуются малой и выдержанной мощностью – 30–50 м по всей территории распространения, за исключением окраин районов периферии Западносибирской низменности, где мощность отложений возрастает до 120 м. Преобладают в разрезе нижнего турона глины. Скорость осадконакопления составляет от 7 до 22 м/млн лет.



А.

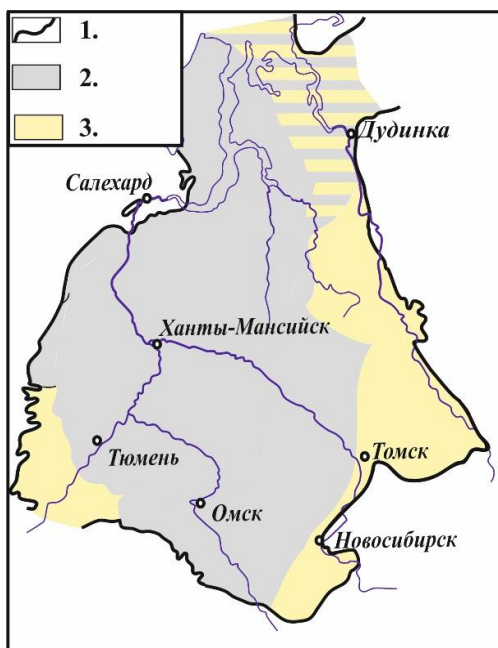


Б.

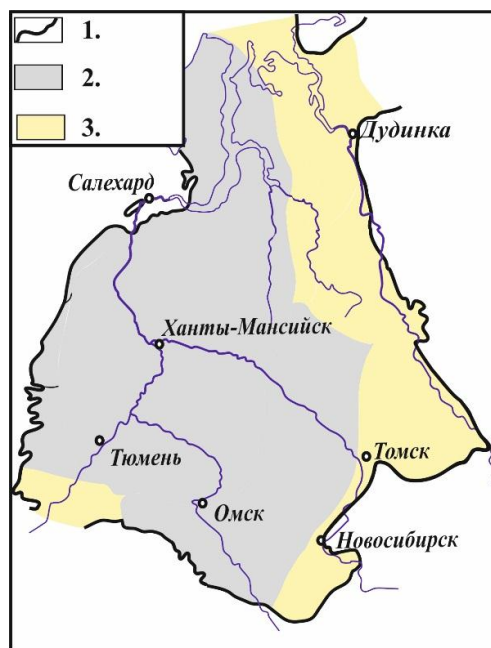
Рис. 2. Литология раннего (А) и среднего верхнего турона (Б):

- 1 – границы распространения верхнемеловых отложений; 2 – глины, опоки;
3 – песчаники, алевролиты

Средне-верхнетуронский этап (ипатовское время) (рис. 2). Отложения среднего и верхнего турона изменяются по мощности от 20 до 150 м. Имеют преимущественно песчано-алевритовый состав. Скорость осадконакопления достигает 40–60 м/млн лет.



А.



Б.

Рис. 3. Литология коньяка-кампана (А) и маастрихта (Б)
(условные обозначения см. на рис. 2)

Коньяк-кампанский этап (березовское время) (рис. 3). Отложения коньяка-кампана на большей части территории имеют выдержанную по простиранию мощность 100–150 м. На северо-восточной окраине мощность (Усть-Енисейский, Туруханский и Елогуйский районы) резко увеличивается до 400–500 м. Коньяк-кампан сложен преимущественно глинами. Существенную долю составляет биогенный материал. Средняя скорость осадконакопления составляет 5–8 м/млн лет.

Маастрихтский этап (ганькинское время) (рис. 3). Отложения маастрихта в центральных районах Западной Сибири имеют среднюю мощность 100–140 м, что отвечает скорости осадконакопления 16–22 м/млн лет. Состав пород ганькинского горизонта преимущественно алеврито-глинистый, на периферии региона – песчано-алевритовый существенно карбонатный.

Установлено закономерное изменение состава и объема терригенного сноса на территории Западной Сибири. В раннетуронское время преобладали низкие скорости седиментации, на всей территории Западной Сибири формировались преимущественно глинистые отложения. В среднем туроне поступление терригенного осадка резко увеличилось. Преобладали песчано-алевритовые осадки, только в центральных районах отлагались глины. Формировались горизонты с улучшенными коллекторскими свойствами. В коньяк-кампанское время поступление осадка было невысоким и псаммитовые разности преобладали только на восточной периферии низменности. В маастрихте объем терригенного сноса увеличился приблизительно в три раза. Его состав остался преимущественно глинистым.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Захаров В. А., Лебедева Н. К., Маринов В. А. Морская биота позднемеловой Арктической биогеографической области: динамика биоразнообразия в связи с событиями // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44, № 11. – С. 1093–1103.
2. Атлас и объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1 : 5 000 000. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1976. – 85 с.
3. Подобина В. М. Фораминиферы и биостратиграфия верхнего мела и палеогена Западной Сибири. – Томск : ТГУ, 2009. – 432 с.
4. Агалаков С. Е., Кудаманов А. И., Маринов В. А. Предпосылки к пересмотру региональной литофациальной и стратиграфической моделей кузнецовского и ипатовского горизонтов Западной Сибири» // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа : материалы двадцатой науч.-практич. конф. – Ханты-Мансийск : «Изд-дтНаукаСервис» (в печати).
5. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (г. Новосибирск, 2003 г.). – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2005. – 114 с.

© С. Е. Агалаков, А. И. Кудаманов, В. А. Маринов, 2017

ИЗУЧЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО МАТЕРИАЛАМ СКВАЖИНЫ ТЮМЕНСКАЯ СГ-6 (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

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. (913)012-70-96, e-mail: DolzhenkoKV@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, младший научный сотрудник, тел. (961)222-53-41, e-mail: SafronovPI@ipgg.sbras.ru

Александр Николаевич Фомин

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доктор геолого-минералогических наук, доцент, тел. (383)330-93-26, e-mail: FominAN@ipgg.sbras.ru

Василий Николаевич Меленевский

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)335-64-25, e-mail: MelenevskyVN@ipgg.sbras.ru

Представлены результаты изучения отражательной способности витринита, содержания органического углерода и пиролитических характеристик органического вещества юрских отложений в скважине Тюменская СГ-6. На их основе выполнено моделирование процессов нефтегазообразования органическим веществом баженовской свиты и оценены объемы генерации углеводородов.

Ключевые слова: содержание органического углерода, катагенез, пиролитические характеристики, одномерное моделирование, баженовская свита.

THE STUDY OF ORGANIC MATTER OF THE BAZHENOV FORMATION AND MODELING OF HYDROCARBON GENERATION BASED ON THE TYUMEN SG-6 WELL (WESTERN SIBERIA)

Kirill V. Dolzhenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Junior Research Worker, tel. (913)012-70-96, e-mail: DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru

Pavel I. Safronov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Junior Research Worker, tel. (961)222-53-41, e-mail: SafronovPI@ipgg.sbras.ru

Alexander N. Fomin

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., D. Sc., Associate Professor, tel. (383)330-93-26, e-mail: FominAN@ipgg.sbras.ru

Vasiliy N. Melenevsky

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Worker, tel. (383)335-64-25, e-mail: MelenevskyVN@ipgg.sbras.ru

The paper results studying of vitrinite reflectance ability, total organic carbon content and pyrolytic characteristics of organic matter. There is represented data from modeling of generation processes associated with the organic matter of the Bazhenov formation in the well Tyumen SG-6. We established occurrence of Bazhenov formation in the main phase of oil generation, phase duration, generation volumes.

Key words: organic carbon content, katagenesis, pyrolytic characteristics, one-dimensional, modeling, Bazhenov formation.

Целью исследования являлось восстановление истории генерации углеводородов (УВ) органическим веществом (ОВ) баженовской свиты в разрезе скважины Тюменская СГ-6, которая пробурена в южной части Большехетской мегасинеклизы в 80-и км от г. Новый Уренгой. Скважина вскрыла мезозойско-кайнозойский разрез в полном объеме и остановлена на глубине 7502 м в отложениях перми.

На рис. 1 показано изменение отражательной способности витринита (R_{vt}^0) по разрезу скважины. Уровень зрелости ОВ баженовской свиты (глубины 3782–3845 м) отвечает середине градации $МК_1^2$ ($R_{vt}^0 - 0,72-0,76\%$). В нижележащих георгиевской (3845–3855 м) и васюганской (3855–3983 м) свитах ОВ достигло конца градации $МК_1^2$ – начала $МК_2$ ($R_{vt}^0 - 0,82-0,87\%$), а в тюменской (3983–4611 м) – $МК_2$ – начала $МК_3^1$ ($R_{vt}^0 - 0,87-1,22\%$). Следовательно, рассмотренные отложения находятся в главной зоне нефтеобразования (ГЗН). Данные о содержании органического углерода ($C_{орг}$) в породах представлены на рис. 2. Максимальные значения $C_{орг}$ установлены в верхнеюрских породах, преимущественно в баженовской свите (среднее по аргиллитам – 5,03 %). В нижезалегающих средне-нижнеюрских и триасовых толщах средние значения $C_{орг}$ изменяются от 1,5 до 2,0 %. Высоким содержаниям органического углерода в баженовской свите соответствуют и повышенные значения водородного индекса HI (рис. 3), которые варьируют в пределах 117–328 мгУВ/г $C_{орг}$, среднее – 235 мгУВ/г $C_{орг}$.

С использованием полученных геохимических данных было выполнено одномомерное численное моделирование процессов генерации УВ органическим веществом баженовской свиты (глубины 3782–3845 м) в программном пакете Genex. Отметки кровли и подошвы свит определялись по данным ГИС с использованием усредненных разбивок различных авторов [1, 5]. Соотношение глинистой и песчанистой составляющих в осадочных комплексах, использовавшихся при моделировании, оценены методом Альфа-ПС. Тепловая история отложений восстановлена на основе данных по палео- и современным температурам в скважине [2, 5] и откалибрована по отражательной способности витринита. Тепловой поток задан на границе литосферы переменным значением, начиная с повышенного (155 мВт/м²), во время формирования триасового туфо-эффузивного комплекса с последующим снижением. Значения пиролитических характеристик ОВ (T_{max} , HI) показали хорошую сходимость с модельными построениями.

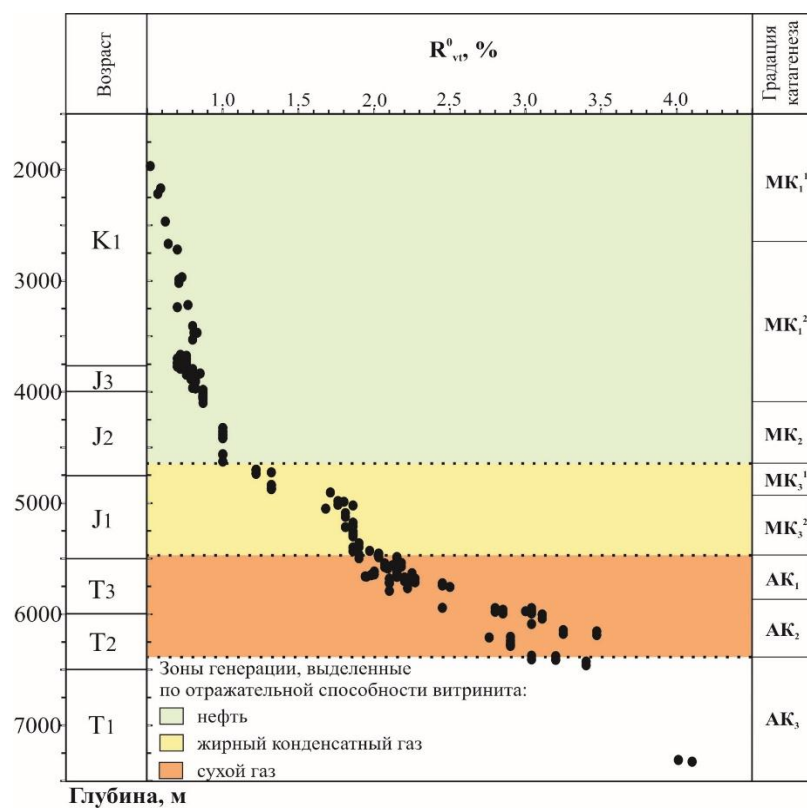


Рис. 1. Изменение отражательной способности витринита (R_{vt}^0) с глубиной в разрезе скв. Тюменская СГ-6

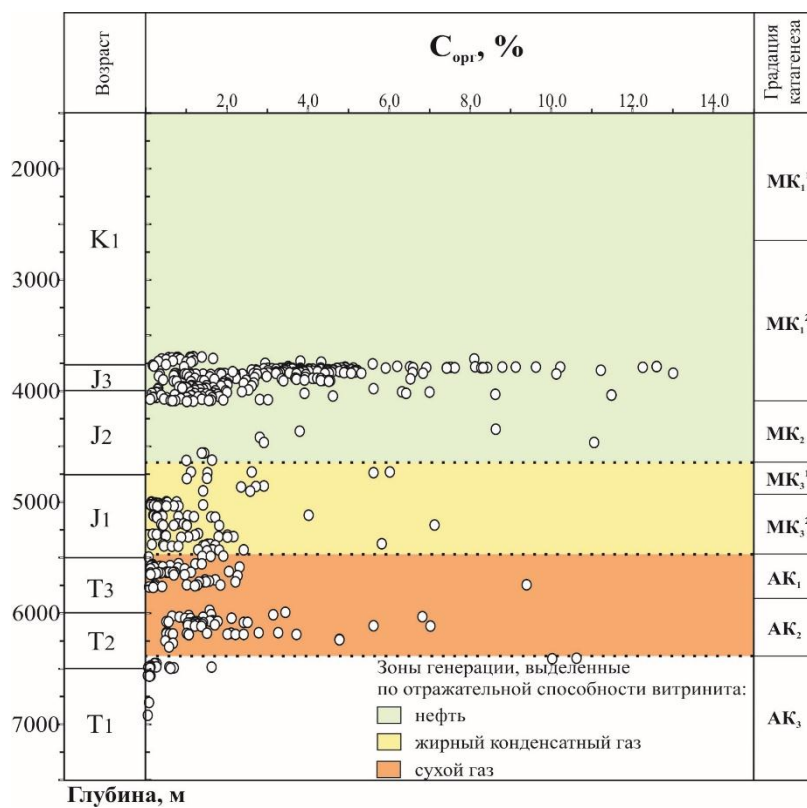


Рис. 2. Распределение содержаний органического углерода ($C_{\text{орг}}$) в породах по разрезу скв. Тюменская СГ-6

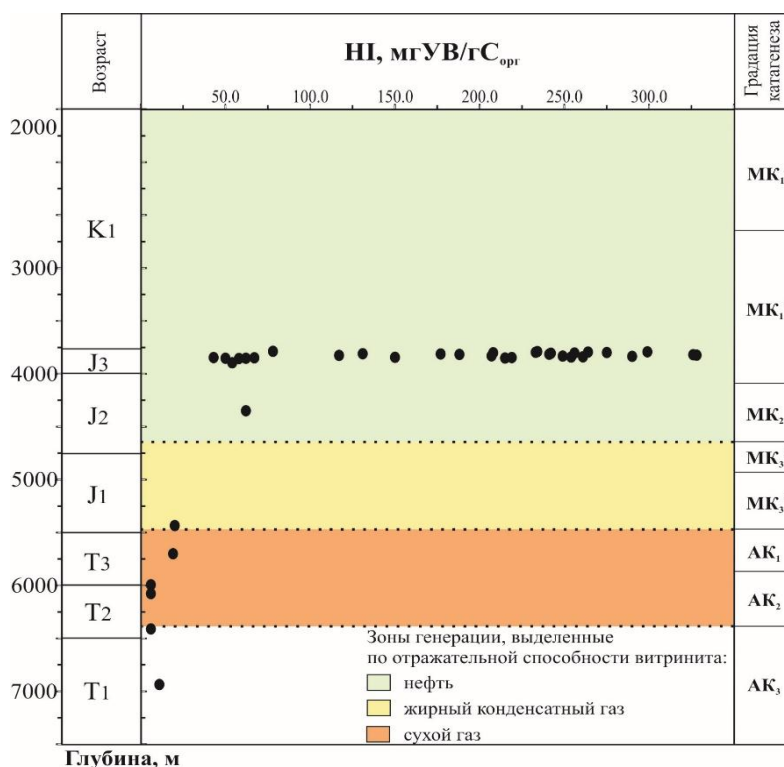


Рис. 3. Изменение значений водородного индекса HI с глубиной в разрезе скв. Тюменская СГ-6

Согласно проведенным ранее исследованиям, в баженовской свите предполагается аквагенное органическое вещество [4], в соответствии с этим и был выбран кероген II-го типа из встроенной библиотеки Genex. Исходное содержание органического углерода было рассчитано по формуле [6]:

$$C_{\text{орг}}^0 = C_{\text{орг}} / (1 - (TR \cdot HI^0 \cdot 0,83 \cdot 10^{-3})),$$

где $C_{\text{орг}}^0$ – исходное содержание органического углерода (%), $C_{\text{орг}}$ – содержание органического углерода в настоящий момент (%), TR – скорость трансформации (доли единицы), HI^0 – исходный водородный индекс (мгУВ/гC_{орг}), 0,83 – содержание C_{орг} в продуктах генерации. Было установлено, что среднее содержание C_{орг} в настоящий момент равно 5,03 %, HI взят на основании модельных данных для керогена II типа – 627 мгУВ/гC_{орг}, TR рассчитан с помощью модели – 0,725, начальный $C_{\text{орг}}^0 = 8,04$ %.

На рис. 4 показана кумулятивная генерация жидких и газообразных УВ органическим веществом баженовской свиты. Отложения вступили в ГЗН в поздне-меловое время (глубина 2800 м, температура 116°C) 92,9 млн лет назад. Главным образом шла генерация жидких углеводородов. Органическим веществом свиты было образовано 2720 тыс. тонн/км² нефти к окончанию позднего мела, что согласуется с ранее проведенными региональными оценками процессов нефтегазообразования [3]. Суммарно в окрестностях скважины было образовано 4627 тыс. тонн нефти на 1 км² площади.

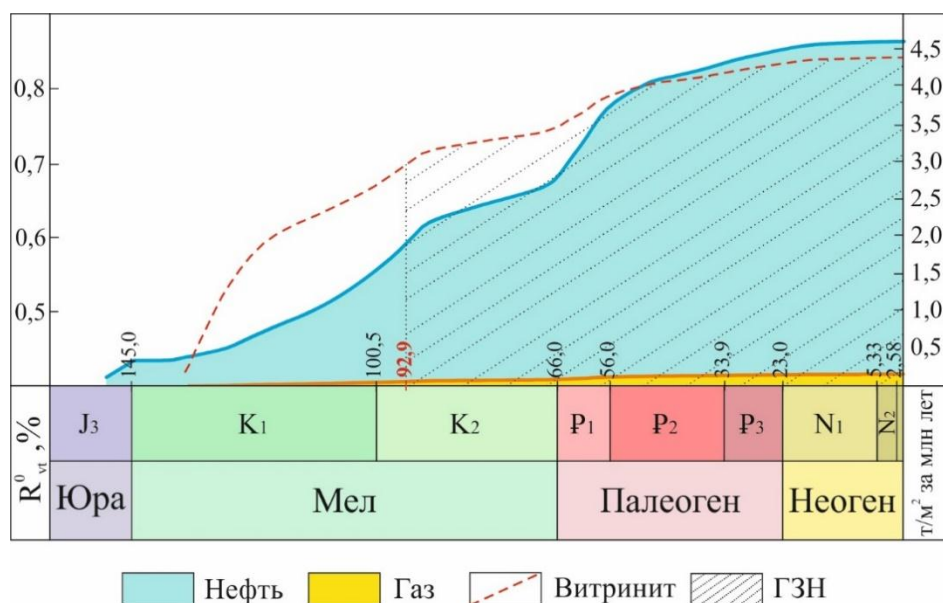


Рис. 4. Кумулятивная (накопленная) генерация жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовской свиты в скв. Тюменская СГ-6

Среднее значение водородного индекса и результаты моделирования позволяют предположить, что интенсивность процессов нефтеобразования на данный момент снизилась. Также следует отметить, что в районах, где свита только входит в главную зону нефтеобразования, в будущем можно ожидать близких по значению объемов генерации УВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ехлаков Ю. А., Угрюмов А. Н. Триасовые и юрские отложения в разрезе Тюменской сверхглубокой скважины // Результаты бурения и исследования Тюменской сверхглубокой скважины: Тез. докл. совещания. – Пермь : КамНИИКИГС, 1995. – С. 29–31.
2. Исаев В. И., Рылова Т. Б., Гумерова А. А. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324, № 1. – С.93–101.
3. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (Бассейновое моделирование) / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, Н. А. Малышев и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1179–1226.
4. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) / А. Э. Конторович, В. Н. Меленевский, Ю. Н. Занин и др. // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39, № 11. – С. 1477–1491.
5. Мясникова Г. П., Оксенойд Е. Е. Некоторые геологические результаты сверхглубокого бурения в Западной Сибири // Нефть и газ. – 2012. – №3. – С. 13–19.
6. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The Biomarker Guide. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. – UK, Cambridge : UK Cambridge University Press, 2004. – 1155 p.

© К. В. Долженко, П. И. Сафронов, А. Н. Фомин, В. Н. Меленевский, 2017

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ НЕДР ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА

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

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 исследования геотермического режима недр Предъенисейского осадочного бассейна. Установлено, что по своим геотермическим условиям разрезы докембрийско-палеозойских отложений сопоставимы с разрезами западных районов Сибирской платформы. По величине геотермического градиента регион относится к геотермической зоне байкалид с пониженными геотермическими градиентами (1,5–3,0 °C/100 м). Впервые составлена детальная геотермическая модель осадочного чехла, позволяющая прогнозировать геотермические условия недр в слабоизученных бурением районах.

Ключевые слова: Предъенисейский осадочный бассейн, геотермическая зональность, геотермический градиент, температура.

GEOTHERMAL REGIME OF THE PRE-YENISSEY SEDIMENTARY BASIN

Fedor F. Dultsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, graduate student of the Laboratory of Hydrogeology of sedimentary basins of Siberia, tel. (383)363-80-36, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, Ph. D., Head of the Laboratory of Hydrogeology of sedimentary basins of Siberia, tel. (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

We present the results of investigations on geothermal regime of the Pre-Yenissey sedimentary basin. It is established that the conditions for its geothermal sections of Precambrian-Paleozoic deposits are comparable with western regions sections of the Siberian platform. The region may be related to Baikalides zone with reduced geothermal gradients (1,5-3,0 °C / 100 m) on the bases of the geothermal gradient. A detailed geothermal model, which allows to predict subsurface geothermal conditions in poorly studied drilling areas of the sedimentary basin, is built up for the first time.

Key words: Pre-Yenissey sedimentary basin, geothermal zonality, geothermal gradient, temperature.

Зона развития рифей-палеозойских субплатформенных отложений левобережья р. Енисея академиком А. Э. Конторовичем названа Предъенисейской нефтегазоносной субпровинцией, которая рассматривается в качестве одного из наиболее перспективных источников прироста запасов нефти и газа [1].

Пластовая температура является одним из основных факторов, определяющих степень преобразованности рассеянного органического вещества горных пород, газо- и нефтеобразования, формирования и сохранения залежей УВ. Именно от температуры зависят физико-химические свойства и фазовое состояние газов, нефти и воды в пластовых условиях [2–4]. Общие вопросы геотермии и теплового потока Западной Сибири обсуждаются как в теоретическом, так и в экспериментальном плане в работах А. Д. Дучкова, О. Г. Жиро, В. А. Кошляка, А. Э. Конторовича, А. Р. Курчикова, Г. Е. Малофеева, У. И. Моисеенко, В. И. Роменко, С. И. Сергиенко, А. А. Смыслова, А. Р. Ставицкого, В. С. Суркова, Э. Э. Фотиади, Г. А. Череманского и многих других исследователей.

В структуре геотермического поля в основании осадочного чехла Западной Сибири установлена определенная геотермическая зональность. При детальном анализе выявлено несколько геотермических зон, которые имеют непосредственную связь с возрастом консолидации складчатости палеозойского фундамента Западно-Сибирской плиты. На одной из первых схем, составленной Н. Н. Ростовцевым с соавторами [5], выделено несколько структурно-тектонических зон, прошедших в различные периоды геосинклинальный этап развития (эпоху складчатости): байкальская, салаирская, каледонская и герцинская. Также на схеме территориально ограничены докембрийские жесткие массивы, существование которых подтверждено геофизическим материалом, оси антиклинорий и разломы, в том числе и глубинные. Позже в работах В. С. Суркова с соавторами [6–7] отдельно выделена приуральская область складчатости как продолжение структур Горного Урала, погребенных под чехлом Западно-Сибирского бассейна, т. е. восточная часть уралид (уральская ветвь герцинид). В этой же работе на основании геологических и геофизических материалов установлены особенности строения основных структурно-тектонических зон (антиклинали, синклинали, впадины и т. д.) и доказано существование мегацикличности в эволюции земной коры Западной Сибири (чередование деструктивной и конструктивной стадий).

По величине геотермического градиента Предъенисейский осадочный бассейн (нефтегазоносная субпровинция) относится к геотермической зоне байкалид с пониженными геотермическими градиентами (1,5–3,0 °C/100 м) (рис. 1, а). В направлении к структурам Сибирской платформы происходит значительное снижение величин теплового потока и характеристик геотермического поля, поэтому изучаемый регион характеризуется переходным типом геотермического разреза между Западно-Сибирским и Тунгусским осадочными бассейнами. Этот факт хорошо просматривается при анализе геотермических материалов, полученных в результате реализации проекта «Восток» (рис. 1, б). Так, в скв. В-1 и В-3, расположенных в западных районах Предъенисейского бассейна, значения пластовых температур для доюрских отложений составляют

60,9–105,1 °С и 85,6–112,7 °С соответственно, в то время как в скв. В-4, расположенной ближе к структурам Сибирской платформы, измеренные температуры в доюрских породах изменяется от 44,2 до 95,0 °С.

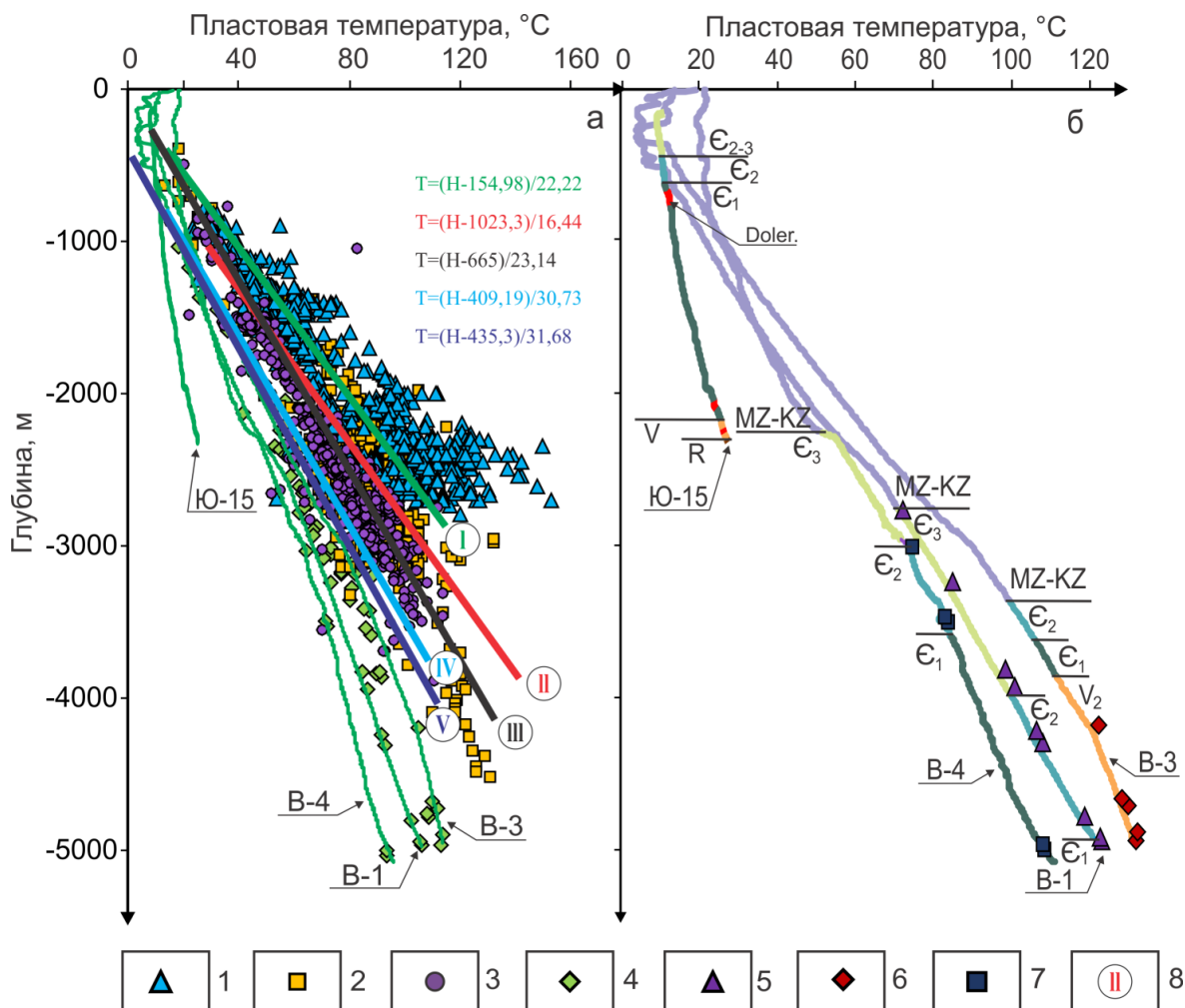


Рис. 1. Типы вертикальной геотермической зональности доюрских отложений Западной Сибири (а) и изменение пластовых температур с глубиной (б) в скважинах: Восток-1, Восток-3, Восток-4 и Юрубченская-15:

точечные замеры пластовых температур: 1 – Зауральская и Красноленинская моноклизы; 2 – район Владимировской мезомоноклинали и Северо-Парабельской мегамоноклинали; 3 – Центральная часть Западной Сибири; 4 – Предъенисейская мегамоноклиза; в скважинах: 5 – Восток-1; 6 – Восток-3; 7 – Восток-4; 8 – номер геотермической зоны в зависимости от времени консолидации складчатости: I – приуральской, II – каледонской, III – герцинской, IV – салаирской, V – байкальской

Анализ распределения геотермических градиентов доюрских отложений в скважинах проекта «Восток» показал в скв. В-1 незначительные вариации градиентов с 1,95–1,99 °С/100 м в отложениях кембрия. В скв. В-3 вниз по разрезу происходит уменьшение геотермических градиентов с 2,15 °С/100 м в породах среднего кембрия до 1,91 °С/100 м в породах нижнего кембрия и 1,49 °С/100 м в породах верхнего венда. Схожая тенденция наблюдается

в вертикальном геотермическом разрезе скв. В-4: в породах верхнего кембрия геотермический градиент составляет 2,15 °С/100 м, в породах среднего – 1,74 °С/100 м и в отложениях нижнего кембрия уменьшается до 1,43 °С/100 м. Геотермический разрез скв. В-4 ближе по величине геотермических градиентов и ступеней к разрезу западных районов Байкитской антеклизы, поскольку в пределах юго-восточных районов Западной Сибири градиенты намного выше. Отсюда схожесть верхнедокембрийско-палеозойских толщ Предъенисейской зоны, являющихся фундаментом восточных районов Западно-Сибирской геосинеклизы, с платформенным чехлом Сибирской платформы проявляется и при анализе гидродинамических и гидрогеотермических условий. Установлено, что по своим геотермическим условиям разрезы докембрийско-палеозойского гидрогеологического этажа скважин проекта «Восток» сопоставимы с разрезами западных районов Байкитской антеклизы Сибирской платформы [8–9].

Анализ распределения пластовых температур в пределах меловых и юрских гидрогеологических комплексов Предъенисейского осадочного бассейна выявил пеструю картину распределения значений геотермических градиентов. Например, в скважине В-1 он растет с глубиной от 1,89 (турон-олигоценые отложения) до 3,49 °С/100 м (низы верхнеюрских отложений), а затем снижается до 1,7 °С/100 м (нижняя часть ниже-среднеюрских отложений). В скважине В-3 геотермические градиенты также вначале растут от 1,7 до 3,41 (средняя часть ниже-среднеюрских отложений), а ниже снижаются до 2,24 °С/100 м.

На базе структурных построений, выполненных специалистами ИНГГ СО РАН, и полученной регрессионной зависимости пластовых температур с глубиной $T = -(27,497 + H)/41,82$ был составлен комплект карт пластовых температур по основным стратиграфическим уровням (подошва верхнепротерозойско-палеозойских платформенных отложений, подошва кембрия (кровля тэтэрской (райгинской) свиты), кровля усольской (оксымской) свиты, подошва пыжинской свиты, подошва мезозойских отложений и кровля баженовской свиты).

На базе всего имеющегося качественного (отбракованного) геотермического материала была создана трехмерная геотермическая модель, показывающая вертикальную зональность исследуемого региона и позволяющая рассматривать характер изменения пластовых температур с глубиной и прогнозировать тенденции ее изменения на структурах, слабо обеспеченных фактическими данными (рис. 2). Исследуемый регион имеет дифференцированно построенное геотермическое поле сложной конфигурации, являющееся следствием насыщенных событиями геологической эволюции осадочного бассейна.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о весьма сложной структуре геотермического поля Предъенисейского осадочного бассейна, геотермические характеристики которого зависят от нескольких факторов, в первую очередь от особенностей геологического строения фундамента, его вещественного состава, времени консолидации складчатости и т. д. Во-вторых, большое влияние оказывает тектонический режим недр и, как следствие, отопляющее влияние межпластовых перетоков подземных вод из более погруженных горизонтов.

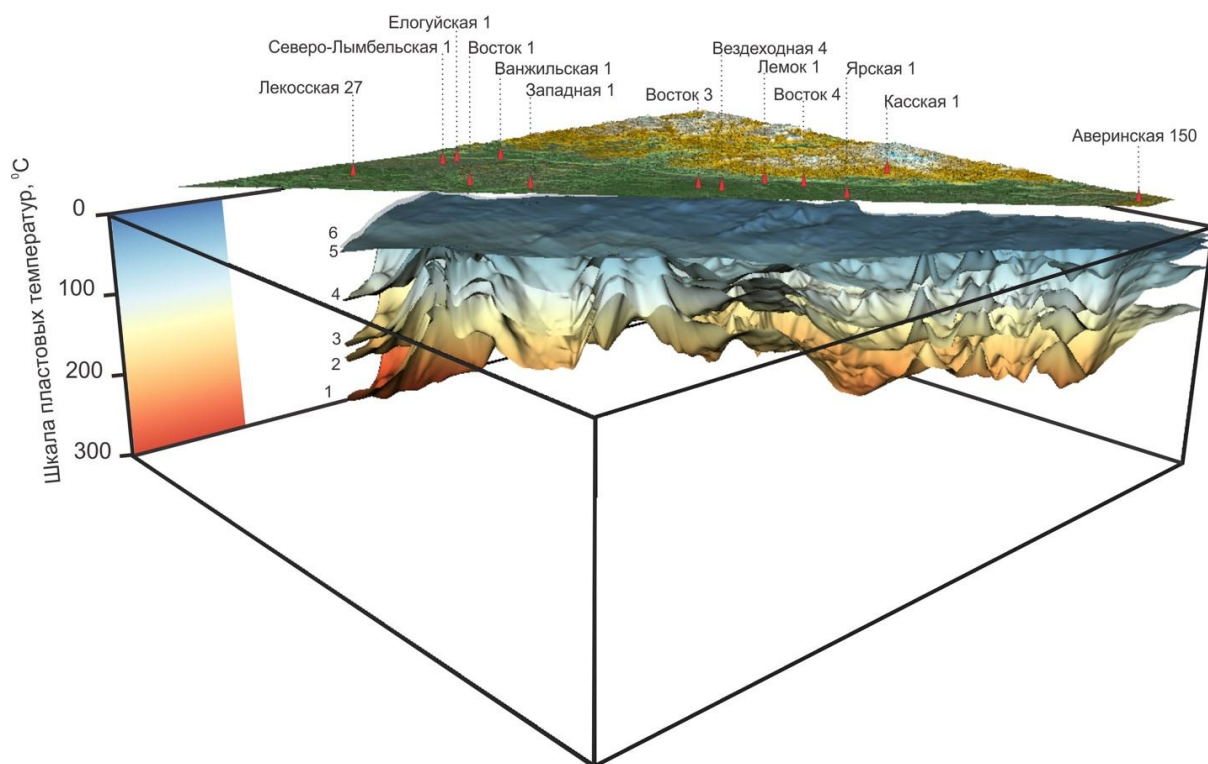


Рис. 2. Основные стратиграфические горизонты:

- 1 – подошва верхнепротерозойско-палеозойских платформенных отложений;
 2 – подошва кембрия (кровля тэтэрской (райгинской) свиты); 3 – кровля усольской (оксымской) свиты; 4 – подошва пыжинской свиты; 5 – подошва мезозойских отложений; 6 – кровля баженовской свиты

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович В. А., Конторович А. Э. Геологическое строение докембрийско-палеозойских платформенных отложений в юго-восточных районах Западной Сибири // Отечественная геология. – 2006. – № 6. – С. 62–70.
2. Гидродинамика и геотермия нефтяных структур / Г. В. Богомолов, Ю. В. Мухин, Ю. А. Балакирев и др. – Минск : Наука и техника, 1975. – 239 с.
3. Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л. : Недра, 1985. – 279 с.
4. Курчиков А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. – М. : Недра, 1992. – 231 с.
5. Ростовцев Н. Н. Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. Труды ЗапСибНИГНИ, вып. 1. – М. : Недра, 1965. – 302 с.
6. Сурков В. С., Жеро О. Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М. : Недра, 1981. – 143 с.
7. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / под ред. В. С. Суркова. – М. : Недра, 1986. – 149 с.
8. Новиков Д. А., Шварцев С. Л. Гидрогеологические условия Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 10. – С. 1131–1143.
9. Новиков Д. А., Кох А. А. Геотермическая модель юго-западной части Курейской синеклизы в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. – 2014. – №1. – С. 110–117.

© Ф. Ф. Дульцев, Д. А. Новиков, 2017

ПРИРОДА АЛЛОХТОННЫХ БИТУМОИДОВ ИЗ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

Наталья Сергеевна Ким

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник, тел. (383) 333-11-24, e-mail: kimns@ipgg.sbras.ru

Методами органической геохимии изучен керновый материал из юрско-нижнемеловых отложений восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (скважины Логатская-361, Кубалахская-1, Массоновская-363). На основании данных пиролиза, содержания хлороформенных битумоидов в породах и распределения в их насыщенной и ароматической фракциях углеводородов-биомаркеров было выявлено присутствие аллохтонных битумоидов и была диагностирована природа исходного для них органического вещества.

Ключевые слова: юра, мел, Енисей-Хатангский прогиб, углеводороды-биомаркеры.

NATURE OF ALLOCHTONOUS BITUMENS FROM JURASSIC-CRETACEOUS DEPOSITS IN THE EASTERN PART OF THE YENISEI-KHATANGA REGIONAL THROUGH

Natalya S. Kim

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Senior Staff Scientist, tel. (383)333-11-24, e-mail: kimns@ipgg.sbras.ru

Using the methods of organic geochemistry the core samples from Jurassic-Lower Cretaceous deposits in the eastern part of the Yenisei-Khatanga regional trough have been examined (well Logatskaya-361, Kubalakhskaya-1, Massonovskaya-363). Based on the pyrolysis data, chloroform bitumen content in rocks, and the biomarker distribution in the saturated and aromatic hydrocarbon fractions the allochthonous bitumens were identified. Nature of initial organic matter of these bitumens were recognized.

Key words: Jurassic, Cretaceous, Yenisei-Khatanga through, biomarkers.

В конце 80-х годов прошлого века анализ результатов бурения глубоких скважин в восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба позволил сделать вывод о том, что строение юрских и меловых отложений неблагоприятно для накопления и сохранения залежей углеводородов [5]. Ранее было показано, что юрские алеврито-глинистые отложения содержат в основном гумусовое органическое вещество (ОВ) и способны генерировать преимущественно углеводородные газы и в незначительных количествах жидкие углеводороды [2, 4]. Считалось, что низкая перспективность восточной части прогиба на поиски залежей нефти и газа обусловлена невысокими коллекторскими свойствами юрско-меловых пластов и многочисленными разломами [2, 5]. Однако в последние годы работы по уточнению оценки перспектив этой территории возобновились. Проведенные геохимические исследования являются частью комплексной научной работы по геологии и нефтегазоносности Енисей-

Хатангского регионального прогиба, выполняемой в ИНГГ СО РАН с 2008 года.

Исследование кернового материала (136 образцов) из скважин Логатская-361, Кубалахская-1, Массоновская-363 было проведено в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН по следующей схеме: определение содержания органического углерода в дробленной породе, пиролитических характеристик органического вещества, выхода хлороформенных экстрактов (битумоидов) и их группового состава. Экстракция битумоидов из 90 образцов пород была осуществлена хлороформом при комнатной температуре с применением процедуры центрифугирования. Особое внимание уделено изучению насыщенных и ароматических фракций битумоидов методом хромато-масс-спектрометрии.

Содержание органического углерода (C_{org}) в 136 изученных аргиллитах и алевролитистых аргиллитах варьирует от 0,4 до 8,2, в среднем составляя 1,5 % на породу. Половина изученных нижнеюрских проб содержит органический углерод в концентрациях, ниже кларковых (0,9 % на породу согласно Н. Б. Вассоевичу, 1972). В среднем по 24 нижнеюрским образцам значение C_{org} равно 1,0 % на породу. Среднее содержание органического углерода в исследованных 44 пробах среднеюрских пород выше и составляет 1,3 % на породу. Верхнеюрские отложения, среднее значение C_{org} в которых по 37 образцам достигает 2,1 % на породу, характеризуются изменчивостью, как по площади, так и по разрезу. Максимальные концентрации органического углерода (5,2–8,2 %) зафиксированы в 5 пробах гольчихинской свиты из скв. Массоновская-363 (интервал 4198–4207 м). Низкоуглеродистые разности (<0,9 %) обнаружены в низах гольчихинской свиты в скв. Массоновская-363 (4341–4348 м) и скв. Логатская-361 (2560–2565 м). Нижнемеловые породы нижнехетской свиты из скв. Кубалахская-1 обогащены органическим углеродом (в среднем по 8 пробам 2,8 % на породу). В суходудинской свите из скв. Массоновская-363 значения C_{org} не превышают значения 0,9 % на породу, тогда как в трех пробах из скв. Логатская-361 среднее значение достигает 3,8 %.

Проведенные исследования подтвердили, что ОВ юрско-меловых отложений в основном представлено террагенным (гумусовым) типом. Об этом свидетельствуют преобладание среди стеранов гомологов состава C_{29} , доминирование низкомолекулярных трицикланов C_{19-20} , высокие концентрации специфических ароматических углеводородов (ретен, кадален и др.) [7, 8]. Аквагенный тип ОВ был выявлен только в двух образцах гольчихинской свиты – скв. Логатская-316 (глубина 2561 м) и скв. Массоновская-363 (глубина 4198 м). Смешанный тип ОВ зафиксирован в китербютской свите из скв. Кубалахская-1 (глубины 3360–3363 м). Присутствие значительной доли аквагенного ОВ, связанного с липидами плактоно- и бактериогенного генезиса, отражается в повышении доли стеранов C_{27} , среднемолекулярных трицикланов C_{23-26} . В китербютской свите и образце гольчихинской свиты с Логатской площади при этом в ароматической фракции отмечается присутствие ретена, что указывает на незначительный вклад ОВ высшей наземной растительности.

Условия осадконакопления ОВ всех типов были субокислительные ($\text{Pr/Ph} \gg 1$, гомогопаны $\text{C}_{35}/\text{C}_{34} < 1$, присутствие диагопанов C_{29-30}), вероятно, толщи юрско-меловых осадков накапливались в прибрежно-морской обстановке.

Катагенез ОВ изученных битумоидов соответствует грациям MK_1^1 – MK_2 (данные д.г.-м.н. А. Н. Фомина, ИНГГ СО РАН), что подтверждается значениями биомаркерных параметров. На хроматограммах насыщенных фракций образцов, отобранных выше глубин 3 км, идентифицированы биогопаны и гопены, свидетельствующие о незрелости ОВ [8].

Таким образом, к потенциально нефтепроизводящим породам можно отнести только обогащенные аквагенным ОВ аргиллиты гольчихинской свиты из интервала 4198–4210 м из скв. Массоновская-363. Остальные породы, обогащенные террагенным ОВ, могли генерировать газообразные углеводороды.

Помимо вышеописанных автохтонных битумоидов в разрезе скважин, по данным пиролиза, содержанию битумодов в породе, их групповому и углеводородному составу были выявлены аллохтонные (вторичные) битумоиды двух типов. Первый тип вторичных битумоидов выявлен в надояхской свите из скв. Логатская-361 и представлен смешанным ОВ, связанным, по-видимому, с ОВ китербютской свиты. Состав аллохтонных битумоидов второй группы, содержащих аквагенное ОВ, отличается. Среди изученных автохтонных битумоидов не было выявлено проб со сходным распределением углеводородов-биомаркеров. Аллохтонные битумоиды второго типа имеют единый генезис и обнаружены по всему разрезу: в нижнеюрских (низы шараповской свиты, скв. Кубалахская-1), среднеюрских (вымская свита, скв. Кубалахская-1), верхнеюрских (гольчихинская свита, скв. Логатская-361) и нижнемеловых (нижнехетская свита, скв. Кубалахская-1 и суходудинская свита в скв. Логатская-361, Массоновская-363) отложениях.

В ароматической фракции аллохтонных битумоидов второго типа были обнаружены арилизопреноиды C_{15-22} (тетразамещенные бензолы с изопреноидными цепями нерегулярного строения (рисунок)).

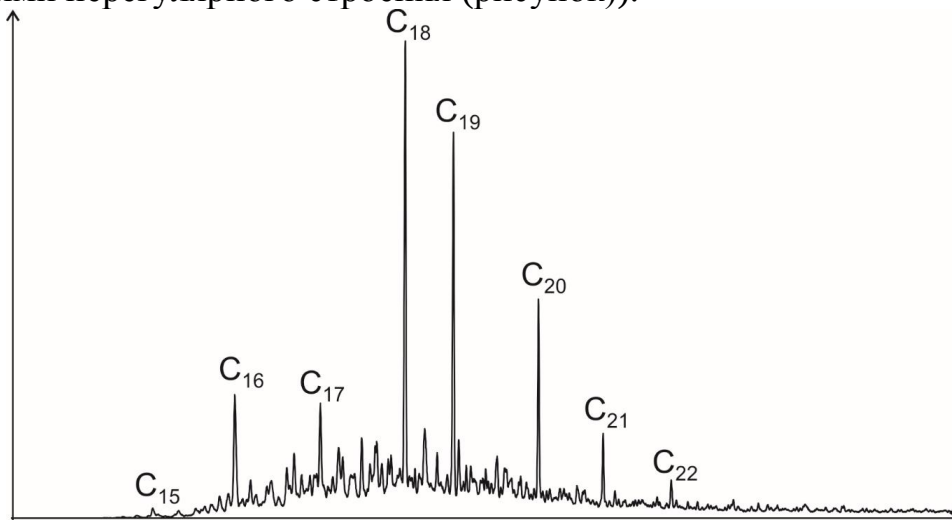


Рис. Масс-фрагментограмма по m/z 133 ароматической фракции аллохтонного битумоида второго типа (скв. Логатская, глубина 2032 м, гольчихинская свита)

Для членов этих гомологических рядов 1-алкил-2,3,4-триметилбензолов и 1-алкил-2,3,6-триметилбензолов, идентифицированных по характерному осколочному иону m/z 133, характерны высокая интенсивность осколочного иона с m/z 134, «провалы» на концентрации гомолога C_{17} и резкое сближение следующих за ним пиков C_{18} и C_{19} [3, 6, 7]. Считается, что источником этих углеводородов является природный каратиноид, такой как изорениератен, содержащийся в фотосинтезирующих зеленых серных бактериях [1, 8]. Обнаружение этих короткоцепочечных производных изорениератена в аллохтонных битумоидах свидетельствует, что исходное для них ОВ накапливалось в бескислородных обстановках при сероводородном заражении вод. Восстановительные условия в диагенезе при осадконакоплении ОВ подтверждаются и пониженными значениями отношения Pr/Ph.

Для установления источника аллохтонных битумоидов второго типа необходимо исследовать распределение углеводородов-биомаркеров в отложениях, залегающих ниже шараповской свиты. Несмотря на присутствие траппов в отложениях триаса, существует вероятность, что обнаруженные вторичные битумоды имеют палеозойский возраст.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бушнев Д. А. Основы геохимической интерпретации данных по составу и распределению индивидуальных органических соединений в нефтях и осадочных породах. – Сыктывкар : Геопринт, 1999. – 48 с.
2. Данилкин С. М. Прогноз нефтегазоносности восточной части Енисей-Хатангского прогиба // Советская геология. – 1984. – № 4. – С. 15–23.
3. Моноциклические ароматические углеводороды с изопреноидной цепью / С. Б. Остроухов, О. А. Арефьев, В. М. Макушина и др. // Нефтехимия. – 1982. – Т. 22, № 6. – С. 723–728.
4. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн / под ред. А. Э. Конторовича. – Новосибирск, 1994. – 71 с.
5. Обработка и обобщение материалов параметрического бурения в восточной части Енисей-Хатангского прогиба (Логатская, Массоновская, Восточно-Кубалахская и Западно-Кубалахская площади): отчет о НИР / отв. исп. Пантелеев А. В. – Красноярск : ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1989. – Кн. 1. – 157 с.
6. Остроухов С. Б. Моноароматические углеводороды нефти : автореф. дис. ... канд. хим. наук. – М., 1993. – 21 с.
7. Петров А. А. Углеводороды нефти. – М. : Наука, 1984. – 263 с.
8. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan, J. M. The biomarker guide. 2nd ed. – New York : Cambridge University Press, 2005. – 1155 p.

© Н. С. Ким, 2017

МОДЕЛЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕЙ ЮРЫ И ААЛЕНА УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Ольга Анатольевна Локтионова

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

В статье представлен детальный анализ геологического строения отложений нижней юры и аалена. Рассматриваются два самостоятельных нефтегазоносных комплекса: геттанг-раннетоарский (урманская, тогурская свиты) и тоар-ааленский (пешковская/салатская свита и нижнетюменская подсвита), дается оценка их нефтегазоносности.

Ключевые слова: Усть-Тымская мегавпадина, геологическое строение, нижняя юра и аален, урманская, тогурская, пешковская/салатская, тюменская свиты, перспективные объекты.

MODEL OF GEOLOGICAL STRUCTURE AND OIL-GAS-POTENTIAL OF THE LOWER JURASSIC AND AALEN OF THE UST-TYMSKAYA MEGATROUGH (TOMSK REGION)

Olga A. Loktionova

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., graduate student; Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, junior researcher, Laboratory of Seismogeologic Simulation of Natural Petroleum Systems, tel. (906)996-30-82, e-mail: loktionovaoa@ipgg.sbras.ru

Ludmila M. Kalinina

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

The article submitted detailed analysis of geological structure of the Lower Jurassic and Aalenian deposits. Two independent oil and gas complex are considered: Hettang-Early Toarcian (Uрман and Togur formations) and Toar-Aalenian (Peshkovskaya/ Salatskay, Tyumen formations), their oil and gas potential assessed.

Key words: Ust-Tymsky megahollow, geological structure, lower Yura and аален, urmansky, togursky, peshkovskaya/salatsky, Tyumen suites, perspective objects.

Усть-Тымская мегавпадина расположена на юго-востоке Западной Сибири (Томская область), занимает центральную часть территории исследования, площадь ее составляет 16200 км², амплитуда – 300 м, сформировалась в доюрское время в результате раннетриасовых рифтогенных процессов, осадконакопление происходило в надрифтовой долине. Дальнейшее развитие мегавпадины было связано с заполнением осадками и процессами относительного прогибания. Основные положительные структуры были унаследованы от палеоструктур доюрского фундамента.

В нефтегазогеологическом отношении территория исследования расположена в пределах Васюганской и Пайдугинской нефтегазоносных областей [1]. На исследуемой территории открыто 17 месторождений углеводородов: 11 в горизонте Ю₁, два в меловых отложениях, по одному в среднеюрских и палеозойских. При испытании скважин на Толпаровской и Вартовской площадях в песчаных пластах Ю₁₆₋₁₇ и Ю₁₁₋₁₄ были получены притоки нефти и газа. Отложения нижней юры и аалена изучены существенно меньше по сравнению с верхнеюрскими. Объектом исследования являются геттанг-ааленские отложения Усть-Тымской мегавпадины.

Комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов позволяет детализировать геологическое строение и выделять перспективные объекты, отвечающие современной степени изученности, что актуально для данной территории. Открытие новых месторождений углеводородов в отложениях нижней юры и аалена позволит увеличить ресурсную базу Томской области.

Задача исследования – анализ геологического строения отложений нижней юры и аалена и оценка нефтегазоносности в песчаных пластах Ю₁₁₋₁₇.

Фактические материалы включают данные по сейсмическим временным профилям МОГТ общей протяженностью 2214 км и данные глубокого бурения по 103 скважинам.

Геттанг-ааленские отложения несогласно перекрывают породы доюрского основания. На схеме структурно-фациального районирования нижней и средней (без келловей) юры Западной Сибири территория исследования расположена в переходной области седиментации от морской до континентальной [2]. Отложения залегают на доюрском основании, распространены практически на всей территории исследования, выклиниваясь на наиболее возвышенных участках фундамента, в кровле ограничены угольным пластом У₁₀ тюменской свиты. Мощность отложений достигает 440 м. Рельеф кровли геттанг-ааленских отложений в целом повторяет рельеф доюрского основания. В наиболее погруженных частях мегавпадины представлен полный разрез отложений нижней юры и аалена, в составе которого рассматриваются два комплекса: геттанг-раннетоарский (урманская, тогурская свиты) и тоар-ааленский (пешковская, ее изохронный аналог салатская свита и нижнетюменская подсвита).

Отложения геттанг-раннетоарского комплекса развиты в наиболее депрессионных частях. Мощность отложений составляет от 15 до 130 м. Урманская свита делится на три подсвиты: нижнеурманская представлена песчаниками, гравелинами и алевролитами; среднеурманская – аргиллитами с прослоями

алевролитов; верхнеурманская – песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов с редкими прослоями углей. Мощность свиты изменяется от 0 до 92 м [2, 3]. Пласты Ю₁₆₋₁₇ рассматриваются как единый песчаный резервуар. В кровле комплекс ограничен тогурской свитой, представленной черными тонкослоистыми битуминозными аргиллитами [2, 3] и выполняющей роль флюидоупора. Свита принята за нефтематеринскую [1], характеризуется высоким генерационным потенциалом [4]. Значения $C_{\text{орг}}$ лежат в пределах от 1,25 до 3,50 %. Рассеянное органическое вещество (ОВ) смешанного типа с преобладанием террагенной составляющей [5]. Степень катагенетической преобразованности ОВ соответствует грациям от начала МК₁² до МК₂ [6]. Мощность изменяется от 9 до 41 м.

Песчаные пласты Ю₁₆₋₁₇ имеют локальное распространение, значения эффективных толщин изменяются от 0 до 21 м, в центральной части песчаники глинизируются (рис. 1). По результатам испытаний открыта нефтяная залежь на Толпаровской площади, выделены водоносный объект на Тымской площади и 5 перспективных объектов УВ в ловушках структурно-литологического типа.

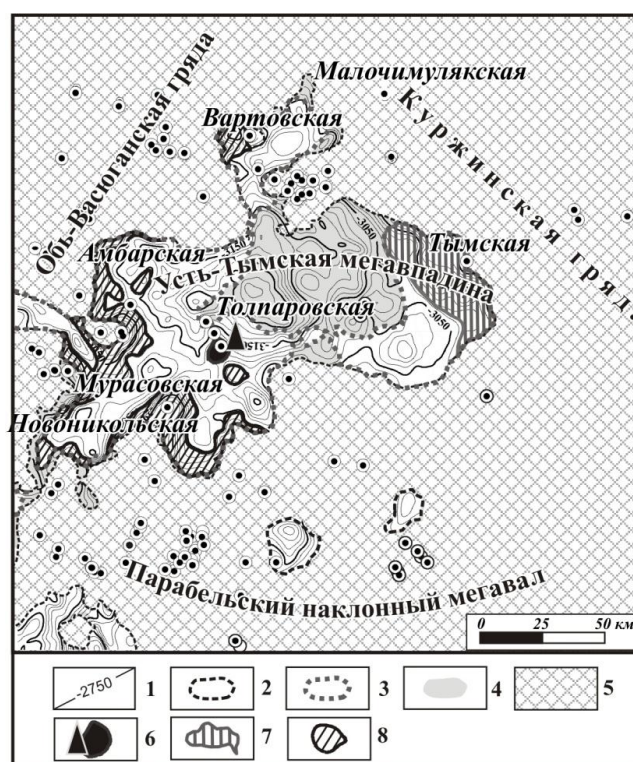


Рис. 1. Карта нефтегазоносности песчаных пластов Ю₁₆₋₁₇:

1 – изогипсы комплексов, 2 – граница распространения свит, 3 – зона распространения коллекторов, 4 – зона отсутствия коллекторов, 5 – выступы доюрского фундамента, 6 – залежи углеводородов, 7 – водоносные объекты, 8 – перспективные объекты

Отложения тоар-ааленского комплекса получили более широкое распространение и отсутствуют лишь на наиболее возвышенных участках рельефа, представленных выходами доюрского фундамента. Мощность отложений достигает 380 м. Пешковская (салатская) свита распространена не повсеместно,

представлена переслаиванием песчаников и алевролитов с прослоями глин, в кровле залегает угольный пласт $У_{14}$ (для салатской свиты это глинистая радомская пачка) [2, 3]. Мощность свиты изменяется от 0 до 44 м.

Песчаный пласт $Ю_{15}$ распространен на большей части территории, выклиниваясь на склонах выступов фундамента. Эффективные толщины изменяются от 0 до 36 м, на юго-востоке песчаники глинизируются (рис. 2).



Рис. 2. Карта нефтегазоносности песчаного пласта $Ю_{15}$
(условные обозначения см. на рис. 1)

Испытания были проведены в 4 скважинах, притоков УВ не получено.

Выделено 15 перспективных объектов, связанных с ловушками структурного и структурно-литологического типа, и водоносный объект на Мурасовской площади.

Нижнетюменская подсвита согласно перекрывает пешковскую свиту, представлена чередованием песчаников и глинисто-углистых толщ и угольным пластом $У_{10}$ в кровле [2, 3].

Пласты $Ю_{11-14}$ рассматриваются как единый песчаный резервуар, распространены повсеместно и представляются наиболее перспективными для поиска залежей нефти и газа. Значения эффективных толщин изменяются от 0 до 84 м, наблюдаются локальные участки, на которых происходит замещение песчаников на глинистые разности (рис. 3). По результатам испытаний открыты нефтяная залежь на Толпаровской площади и газонефтяная залежь на Вартовской площади, выделено 5 водоносных объектов и 31 перспективный объект, в основном в ловушках структурного типа.



Рис. 3. Карта нефтегазоносности песчаных пластов Ю₁₁₋₁₄
(условные обозначения см. на рис. 1)

В Усть-Тымской мегавпадине представлен полный разрез отложений нижней юры и аалена. По наличию потенциальных ловушек, времени их формирования, чередованию в разрезе песчаных коллекторов и перекрывающих глинистых толщ (флюидоупоров), высокому генерационному потенциалу тогурской свиты и нахождению в главной зоне нефтеобразования геттанг-ааленский комплекс можно считать перспективным для поиска залежей УВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук и др. – Новосибирск, 1994. – 201 с.
2. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятков и др. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, фил. «ГЕО», 2000. – 480 с.
3. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2004.
4. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А. Э. Конторович, О. Ф. Стасова, А. С. Фомичев // Геология нефтегазоносных районов Сибири : сб. науч. тр. ; под ред. С. П. Микуцкий, Г. Б. Острый – Новосибирск, 1964. – Вып. 32.
5. Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна (Западно-Сибирская плита) / А. Э. Конторович, В. И. Ильина, В. И. Москвин, Л. С. Борисова и др. // Геология и геофизика. – 1995. – Т. 36, № 6. – С. 110–126.
6. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского бассейна. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2011. – 331 с.

© О. А. Локтионова, Л. М. Калинина, 2017

ВЛИЯНИЕ СДВИГОВОЙ ТЕКТониКИ НА ФОРМИРОВАНИЕ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА НА ЮГО-ЗАПАДЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Марина Илларионовна Баранова

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)221-29-65, e-mail: baranova@sniiggims.ru

Изучение строения месторождений и проявлений нефти и газа на юго-западе Сибирской платформы позволило выделить структурный фактор в качестве одного из приоритетных, влияющих на скопления углеводородов (УВ). При этом парагенез структур, выявленных при тектоническом исследовании, указывает на доминирующее влияние сдвигов.

Ключевые слова: Сибирская платформа, сдвиги, парагенез структур, тектонические блоки, строение зон сдвигов.

INFLUENCE OF SHEAR TECTONICS ON THE FORMATION OF OIL AND GAS TRAPS IN THE SOUTHWEST OF THE SIBERIAN PLATFORM

Marina I. Baranova

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 630091, Russia, Novosibirsk, 67 Krasny Prospect, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)221-29-65, e-mail: baranova@sniiggims.ru

The study of the structure of deposits and occurrences of oil and gas in the southwest of the Siberian platform has allowed to allocate structural factor as one of the priorities that affect the accumulation of hydrocarbons (HC). At the same time the paragenesis of structures discovered during the tectonic study points to the dominant influence of shifts.

Key words: Siberian platform, shifts, paragenesis of structures, tectonic blocks, the structure of shifts zones.

Структурный анализ большинства месторождений УВ на юго-западе Сибирской платформы показал, что существенную роль при их формировании играли сдвиги, парагенез структур которых выявлен как в обстановке растяжения, так и сжатия. Сдвиги контролируют морфологию и пространственное распределение структур, а также накопление и последующее преобразование вещества в осадочных бассейнах и характеризуются двумя важными аспектами [8]: кулисообразной природой разломов и складок и изгибами в плане, которые создают локальные структуры растяжения и сжатия.

Целью настоящей статьи является анализ структурных стилей месторождений и их связь с ловушками УВ.

Куюмбинское газонефтяное месторождение

Входит в состав ЮТЗ и находится на пересечении Ангаро-Катангского правого и Большепитско-Кислоканского левого сдвигов [4]. Строение и фаци-

альный состав рифейских осадков, с которыми связаны залежи УВ на Куюмбинском месторождении, существенно отличаются от таковых на соседнем – Юрубченском. О различных условиях осадконакопления в рифее говорит и структурная приуроченность Юрубченского месторождения к жесткому рифейскому блоку, а Куюмбинского – к мобильной рифейской Мадринской зоне (рисунок).

Анализ разрывов докембрийской толщи Куюмбинского месторождения показал кулисное строение трещиноватых зон [1], что является основным признаком сдвигов. На это же указывает преобладающее развитие субвертикальных разрывов и блоковое строение рифейской осадочной толщи. Структурные ловушки приурочены к кровле дислоцированных пород рифея в местах пересечения их субвертикальными разрывами, имеющими глубинное строение [5].

В плане Мадринская депрессия имеет близкую к ромбообразной форму. Тектонические ограничения структуры, а также внутреннее строение позволили отнести ее к присдвиговой впадине типа «пулл-апарт», которая на северо-востоке открывается в Котуйскую ветвь Иркиннеево-Чадобецкого авлакогена.

Аналогичные структуры различных рангов изучены и описаны как в нашей стране [2], так и в других регионах мира [6, 7]. Наиболее часто они приурочены к границам крупных плит, но отмечаются и внутриплатформенные присдвиговые впадины, контролирующие залежи УВ (зона сдвигов Тан-Лу на северо-востоке Китайско-Корейской платформы).

Месторождения и проявления УВ зоны Ангарских складок

История изучения авлакогенов показала, что они являются огромными резервуарами, в которых происходило интенсивное опускание с накоплением мощных осадочных толщ, насыщенных органическим материалом. Поэтому этим структурам уделяется особое внимание при поисках УВ.

Исследуемая территория находится в пределах субширотной ветви Иркиннеево-Чадобецкого авлакогена, выделенного Ю.А. Косыгиным и др. по отложениям рифея. Этот палеорифт представляет собой мобильную зону, разделяющую жесткие блоки (Камовский – с севера и Богучано-Манзинский – с юга). В его пределах выделяются контрастные складки субширотного простирания, с которыми связаны открытые газовые (Имбинское, Агалеевское, Абаканское), газоконденсатное (Берямбинское) месторождения, а также нефтегазоконденсатное (Ильбокичское) месторождение. С юга авлакоген ограничен Ангарским сдвигом, проходящим по субширотному течению р. Ангары, с запада – Енисейским кряжем. На востоке, в районе Ковинской излучины р. Ангары, палеорифт образует тройное сочленение, разделяясь на южную (Братскую) и северную (Ангаро-Котуйскую) ветви [3]. Региональный сейсмический профиль «Алтай – Северная Земля» и рассечка к нему, пройденные вкрест простирания Иркиннеево-Чадобецкого палеорифта, показали в его пределах аномально высокие толщины рифейской осадочной толщи (8–12 км).

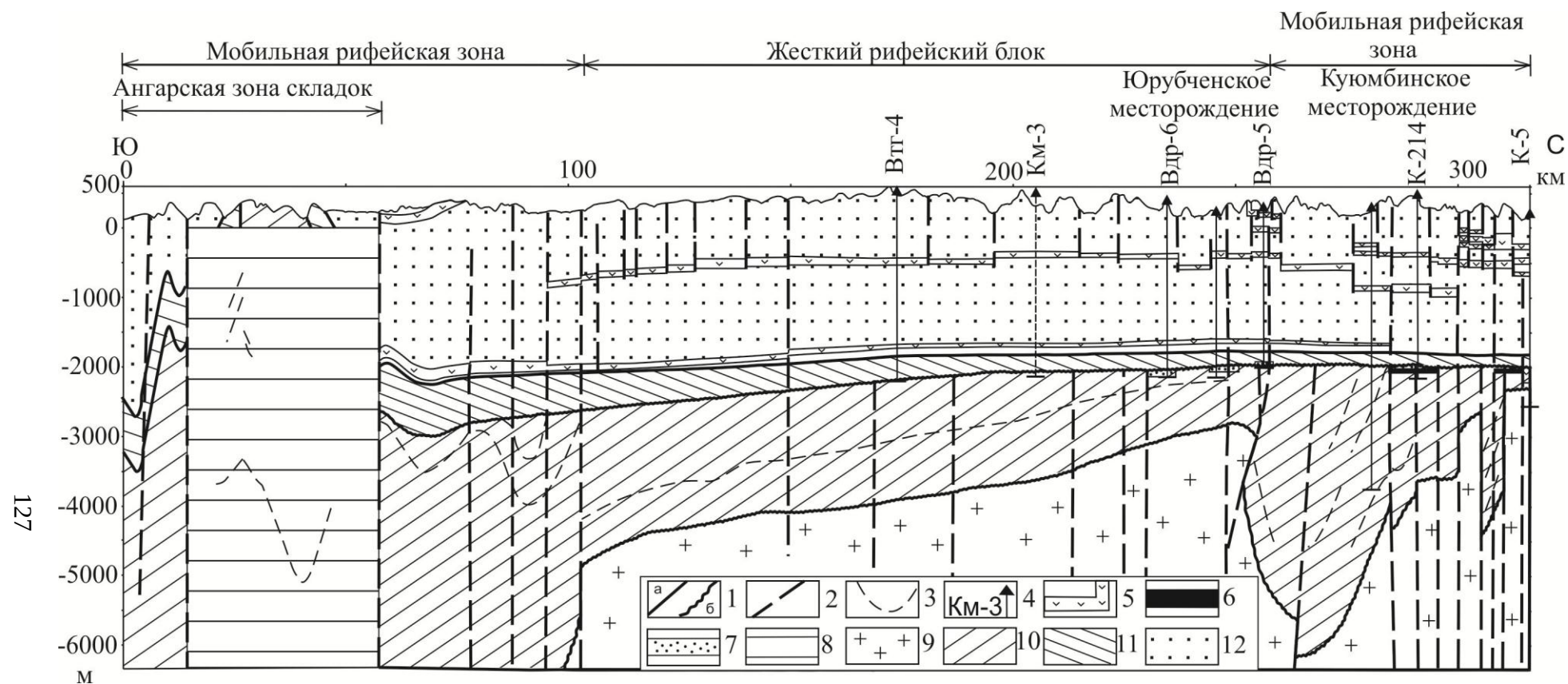


Рис. Сейсмогеологический разрез через зону Ангарских складок, Юрубченское и Курумбинское месторождения.
Составили: А. В. Мигурский, М. И. Баранова, 2013:

1 – границы стратиграфических подразделений: а – согласные, б – с региональным несогласием; 2 – дизъюнктивные нарушения; 3 – сейсмические отражающие горизонты; 4 – глубокая скважина и ее номер; 5 – интрузии траппов; залежи: 6 – нефти, 7 – газа; 8 – зона потери корреляции отражающих горизонтов; стратиграфические подразделения: 9 – фундамент, 10 – рифей, 11 – венд, 12 – кембрий

Изучение структурного стиля складок (Имбинская, Агалеевская, Берямбинская), приуроченных к этой депрессии, показало их кулисную конфигурацию, что характерно для сдвигов. Высокая амплитуда складок, их расширение вверх по разрезу, осложненность взбросо-надвигами, выявленные по результатам бурения, указывают на сдвиговую кинематику Ангарского разлома в условиях сжатия. Вдоль Братской ветви авлакогена и на ее северо-западном продолжении проходит Ангаро-Катангская зона разлома. На пересечении ее с Ангарским сдвигом находится Берямбинское Т-образное куполовидное поднятие с амплитудой по кровле венда свыше 1900 м. Структурный стиль системы дислокаций Ангаро-Катангского сдвига северо-западной ориентировки предполагает его правосдвиговую природу. На это указывает кулисное положение контрастных Кодинской и Ильбокичской складок и сопровождающих их разрывов. В пределах этих структур получены притоки УВ, в которых продуктивные пласты представлены песчаниками терригенного венда.

Время формирования всего ансамбля структур Ангарской зоны складок предположительно определяется как позднепалеозойское. Подобные структурные ловушки, образованные в условиях сдвига-сжатия, известны во многих палеодепрессиях в южной части Северной Америки [6, 9].

Собинское и Пайгинское нефтегазоконденсатные месторождения

К северо-востоку от зоны пересечения вышеописанных сдвигов, в пределах Катангской седловины, бурением изучено Собинское поднятие, приуроченное к зоне Ангаро-Алымджинского разлома северо-восточного простирания. По подошве кембрия эта структура представляет собой брахиантиклиналь с наклоном на юго-восток, но уже в строении верхнего палеозоя не читается. Верхнепалеозойские отложения залегают на свитах кембрия с угловым несогласием – свидетельство раннепалеозойского возраста формирования структуры.

Значительную роль в строении Собинского и Пайгинского месторождений играют дизъюнктивные нарушения, обусловившие блоковое строение осадочной толщи. По смещению изогипс подошвы свит кембрия исследователями был выделен парагенез структур, характерных для левостороннего сдвига – синтетические и антитетические сколы. Определение амплитуды горизонтальных подвижек вдоль Ангаро-Алымджинского сдвига и оперяющих разрывов проводилось посредством анализа схемы изопакит оскобинской свиты венда. Предполагаемое смещение вдоль разрывов составило около 20 км (Мигурский А. В., устное сообщение). Таким образом, проведенный анализ построений в пределах Собинской структуры показывает, что при горизонтальных перемещениях структурный контроль является определяющим при формировании ловушек нефти и газа.

Выводы

Проведенный обзор структурных стилей месторождений УВ в юго-западной части Сибирской платформы позволяет установить связь между зонами сдвигов и ловушками нефти и газа. При этом различным тектоническим обстановкам соответствует свой набор дислокаций.

В пределах Куюмбинского месторождения это преимущественно условия растяжения. Для таких структурных обстановок характерно блоковое строение осадочной толщи, что подтверждено результатами бурения. Подобная ситуация, на взгляд автора, предполагается и на Собинском месторождении. Возможно, что на современном этапе наблюдается наложение различных тектонических обстановок.

Анализ структурного рисунка зоны Ангарских складок с большой степенью уверенности свидетельствует об условиях транспрессии в процессе сдвига.

Таким образом, есть все основания утверждать, что структуры зон сдвигов контролируют размещение залежей УВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баранова М. И. Сдвиговые дислокации в районе Куюмбинского газонефтяного месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электр. журн. – 2011. – Т. 6, № 3. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/26_2011.pdf.
2. Лукина Н. В. Байкальская внутриконтинентальная рифтовая система // Неотектоника и современная геодинамика подвижных поясов. – М. : Наука, 1988. – С. 294–326.
3. Мигурский А. В. Геодинамика формирования Нижнеангарской зоны нефтегазонакопления на юго-западе Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4 – С. 13–18.
4. Мигурский А. В., Старосельцев В. С. Дизъюнктивная тектоника и нефтегазоносность юга Сибирской платформы // Доклады секции Всероссийского съезда геологов и научно-практической геологической конференции «Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов России». – СПб. : ВНИГРИ, 2000. – С. 159–168.
5. Харахинов В. В. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубченско-Тохомского ареала нефтегазонакопления. – М. : Научный мир, 2011. – 420 с.
6. Harding T. P. Seismic characteristics and identification of negative flower structures, positive flower structures and positive structural inversion // Bull. AAPG. – 1985. – Vol. 69. – P. 582–600.
7. Moody J. D. Petroleum Exploration Aspects of Wrench-Fault Tectonics // Bull. AAPG. – 1973. – Vol. 57, N 3. – P. 449–476.
8. Sylvester A. G. Strike-slip faults // Bull. Geol.Soc. Am. – 1988. – Vol. 100, N 11. – P. 1666–1703.
9. Wilcox R. E., Harding T. P., Seely D. R. Basic wrench-tectonics // Bull.AAPG. – 1973. – Vol. 57, N 1. – P. 74–96.

© М. И. Баранова, 2017

ВЫДЕЛЕНИЕ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА В ОКРАИННЫХ ЧАСТЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Евгений Владиславович Борисов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер, тел. (383)306-63-71, e-mail: BorisovEV@ipgg.sbras.ru

Светлана Владимировна Рыжкова

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)306-63-71, e-mail: Rzhkovasv@ipgg.sbras.ru

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, ведущий научный сотрудник, тел. (383)363-80-46, e-mail: ErshovEV@ipgg.sbras.ru

Людмила Михайловна Калинина

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)330-89-24, e-mail: KalininaLM@ipgg.sbras.ru

Михаил Александрович Фомин

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, тел. (383)306-63-70, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрены промыслово-геофизические характеристики баженовского горизонта в разрезах стратиграфических аналогов баженовской свиты в окраинных частях Западно-Сибирского осадочного бассейна. Описаны их особенности, использовавшиеся при детальной корреляции.

Ключевые слова: Западная Сибирь, баженовский горизонт, типы разрезов, промыслово-геофизические характеристики.

BAZHENOVO HORIZON BOUNDARY RESOLUTION IN THE WEST SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN EDGE REGIONS BASED ON WELL-LOG DATA

Eugene V. Borisov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Chief Engineer, tel. (383)306-63-71, e-mail: BorisovEV@ipgg.sbras.ru

Svetlana V. Ryzhkova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)306-63-71, e-mail: RzhkovaSV@ipgg.sbras.ru

Sergey V. Ershov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Chief Researcher, tel. (383)363-80-46, e-mail: ErshovEV@ipgg.sbras.ru

Lyudmila M. Kalinina

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

Mihail A. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Research Associate, tel. (383)306-63-70, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

The article considers geophysical well log characteristics of the Bazhenov horizon in sections of the Bazhenov formation stratigraphical analogues from marginal parts of the West Siberian Basin. We described their features used during the detailed correlation.

Key words: West Siberia, Bazhenovo horizon, cross-section types, geophysical well log characteristics.

Результаты выделения разрезов баженовского горизонта опубликованы в широкоизвестной монографии [1]. Территория исследований охватывала зону битуминозных отложений (баженовская и тутлеймская свиты), характеризующуюся на тот момент самой высокой изученностью геологоразведочными работами (рис. 1). За прошедшие 30 лет получены новые геолого-геофизические материалы по результатам бурения скважин и сейсморазведочным работам.

Современный фактический литологический и геофизический материал, а также результаты палеонтологических исследований позволяют по-новому рассмотреть вопросы выделения и типизации разрезов пород баженовского горизонта. Для этой цели на основе комплексирования биостратиграфического, литостратиграфического и геофизического методов стратификации разрезов были актуализированы типовые разрезы пород баженовского горизонта на территории распространения баженовской свиты и в стратотипах возрастных аналогов свиты.

В представленной работе изложены результаты выделения типов разреза баженовского горизонта в составе стратотипов следующих свит: даниловской, марьяновской, баганской, максимоярской, гольчихинской и яновстанской (рис. 1).

Ниже кратко изложены основные промыслово-геофизические особенности разреза пород баженовского горизонта.

Даниловская свита распространена в западной части осадочного бассейна. Стратотип выделен по скважине Даниловская 62 [2]. В качестве типового разреза использованы геофизические материалы по скважине Даниловская 10009 (рис. 1). В составе свиты в полном объеме к баженовскому горизонту относится верхнеданиловская подсвита. При первоописании свиты было отмечено

но, что в разрезе верхнеданиловской подсвиты значения каротажа сопротивления (КС) не превышают 5 Омм и кривая КС безамплитудная [2]. С учетом выполненных исследований добавляется характеристика по другим видам геофизических исследований скважин (ГИС) (рис. 2). На диаграмме гамма-каротажа (ГК) выделяются два пика, достигающие значений около 18 мкР/ч, которым соответствуют пониженные значения индукционного каротажа (ИК). В целом радиоактивность горных пород составляет 10–12 мкР/час.

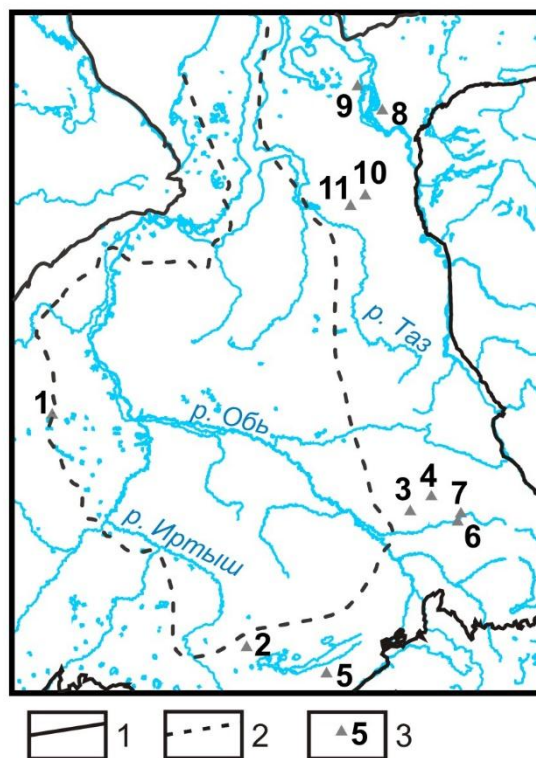


Рис. 1. Обзорная карта

Границы распространения: 1 – мезозойских отложений, 2 – битуминозных отложений [1]; 3 – скважины стратотипы (типовые разрезы) свит (даниловской: 1 – Даниловская 10009; марьяновской: 2 – Татарская 1, 3 – Няргинская 1, 4 – Восток 3; баганской: 5 – Южно-Чулымская 1; максимоярской: 6 – Максимкин-Ярская 1, 7 – Ярская 1; гольчихинской: 8 – Пайяхская 4, 9 – Дерябинская 6; яновстанской: 10 – Туколандо-Вадинская 320, 11 – Хальмерпаютинская 2099)

Марьяновская свита распространена в южной – юго-восточной части бассейна [5] (рис. 1). В качестве стратотипа выделен разрез по скважине Татарская 2 [3, 6]. Предложен также разрез по скважине Няргинская 1 [6]. В качестве типового разреза принята скважина Восток 3, расположенная в районе вышеуказанной скважины (рис. 1). Она охарактеризована более полным набором видов ГИС. Критерием отнесения интервала к баженовскому горизонту стали низкие показания ИК по сравнению с нижележащими породами (рис. 2).

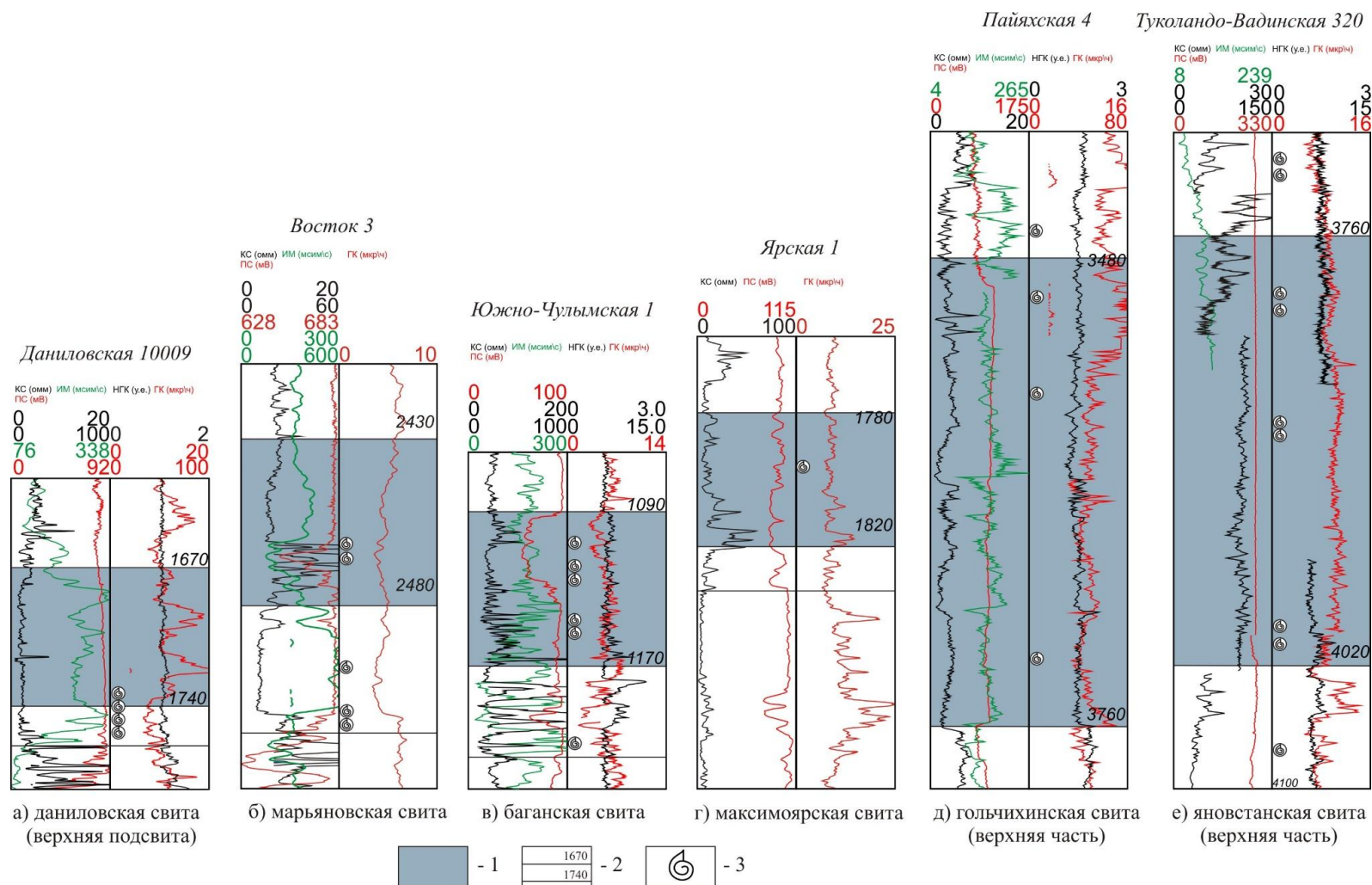


Рис. 2. Типы разрезов баженовского горизонта в западной, южной и восточной частях Западно-Сибирского осадочного бассейна.

1 – интервал разреза баженовского горизонта; 2 – отметки кровли и подошвы, м; 3 – палеонтологические определения

Это характерно для разрезов баженовской свиты [1]. В разрезах, где по литологическим материалам толща в целом представлена преимущественно глинистыми породами, значения КС слабодифференцированы и не превышают 8 Омм (скважины Татарская 1, Няргинская 1). Выделяются разрезы, в которых, по литологическим данным, описываемая толща делится на две части: верхнюю большую, по толщине преимущественно глинистую и нижнюю, преимущественно песчано-алевритовую (скважина Восток 3) (рис. 2).

Для нижней части характерны сильно дифференцированные значения КС, не превышающие 50 Омм. Показания ГК в пределах описываемого интервала слабо дифференцированы и мало отличаются от выше- и нижележащих толщ. При этом значения ГК в одних скважинах варьируют в пределах 10–13 мкР/ч, а в других – 5–7 мкР/ч.

Баганская свита распространена в южных районах Западной Сибири [5]. Стратотип выделен в разрезе скважины Южно-Чулымская 1 [4] (рис. 1). Породам баженовского горизонта соответствует верхняя толща свиты, что подтверждено палеонтологически (рис. 2). Она имеет дифференцированную кривую КС, но значения не превышают 10 Омм. Кривая ГК характеризуется слабо дифференцированными значениями. На диаграмме ИК толща характеризуется пониженными значениями.

Максимоярская свита распространена в юго-восточных районах Западной Сибири [5] (рис. 1). Стратотип выделен в скважине Максимкин-Ярская 1 М. А. Толстихиной в 1957 году. В качестве типового разреза принята скважина Ярская 1, охарактеризованная наиболее полным комплексом видов ГИС (рис. 1). По аналогии с разрезом баганской свиты к породам баженовского горизонта отнесен интервал, характеризующийся большим содержанием грубозернистой составляющей, что отражается дифференцированными значениями КС, достигающими 20 Омм (рис. 2). Характеристики ГК и ИК в описываемом интервале не отличаются от выше- и нижезалегающих пород.

Гольчихинская и яновстанская свиты распространены в северной и северо-восточной части бассейна [5]. В качестве типовых разрезов использовались скважины, охарактеризованные палеонтологическим материалом (Туколандо-Вадинская 320, Пайяхская 4, Дерябинская 4, Хальмерпаютинская 2099) (рис. 1).

При выделении интервала баженовского горизонта в составе указанных свит, помимо палеонтологических, литологических и промыслово-геофизических критериев, использовались материалы сейсморазведки. Свиты характеризуются недифференцированной кривой потенциала самопроизвольной поляризации (ПС), значения которой практически постоянны и соответствуют линии глин, и низкими значениями КС, редко превышающими 20 Омм, при средних показателях 5–7 Омм (рис. 2). Показания ГК в скважинах обычно не превышают 17 мкР/ч, при средних значениях – 7–8 мкР/ч. Следует отметить особенность выделения по промыслово-геофизическим данным интервала разреза баженовского горизонта, характерную только для этих свит: от периферии вглубь бассейна меняется информативность отдельных видов ГИС. Вследствие этого

единых критериев выделения как кровли, так и подошвы не установлено. Это видно на примере разрезов, охарактеризованных палеонтологически (рис. 2).

Описанные выше типы разрезов использовались при корреляции скважин для выделения интервала баженовского горизонта и для анализа распределения в нем содержания $C_{орг}$ по всей окраинной части Западно-Сибирского осадочного бассейна. Полученные результаты в последующем легли в основу построения схемы фациально-стратиграфического районирования указанного интервала разреза всей территории бассейна, карты его толщин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баженовский горизонт Западной Сибири / Ю. В. Брадучан, Ф. Г. Гурари, В. А. Захаров и др. – Новосибирск : Наука, 1986. – 216 с.
2. Брадучан Ю. В., Ясович Г. С. Даниловская свита // Выделение и корреляция основных стратоневомезозоя Западной Сибири : сб. науч. трудов. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ. – 1984. – Вып. 188. – С. 31–39.
3. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / под ред. Н. Н. Ростовцева // Труды ВСЕГЕИ. – М. : Гостоптехиздат, 1958. – Т. 20. – 391 с.
4. Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (Тюмень, 1990 г.). – Тюмень, 1991. – 54 с.
5. Решение VI Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (г. Новосибирск, 2003 г.). – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2004. – 114 с. (прил. 3 на 31 л.).
6. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятков и др. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.

© Е. В. Борисов, С. В. Рыжкова, С. В. Ершов, Л. М. Калинина, М. А. Фомин, 2017

КРУПНЫЕ ОСТАНЦОВЫЕ ПОДНЯТИЯ ФУНДАМЕНТА НА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЕ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА) И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА НАД НИМИ

Анатолий Викторович Мигурский

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, зав. лабораторией, тел. (383)221-29-65, e-mail: migurskyav@sniiggims.ru

Анализ материалов бурения, интерпретация сейсмических материалов и гравимагнитных полей в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы привел к выделению по фундаменту протяженного Суолахского хребта и более мелких поднятий останцовой природы. Петрографически они представлены джеспилитами. Подчеркнута их высокая перспективность в нефтегазоносном отношении.

Ключевые слова: Непско-Ботуобинская антеклиза, останцовые поднятия фундамента, джеспилиты, ловушки нефти и газа.

LARGE OUTLIER BASEMENT UPLIFTS IN THE NEPA-BOTUOBA ANTECLISE (SIBERIAN PLATFORM) AND OIL-AND-GAS CONTENT IN THE SEDIMENTARY COVER ABOVE THEM

Anatoly V. Migursky

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 630091, Russia, Novosibirsk, 67 Krasny Prospect, D. Sc., Head of Laboratory, tel. (383)221-29-65, e-mail: migurskyav@sniiggims.ru

An analysis of drilling data, interpretation of seismic data and gravimagnetic fields in the central Nepa-Botuoba antecline led to the delineation in the basement the extended Suolakhskiy Range and smaller uplifts of outlier nature. Petrographically they are represented by jaspilite. Their high potential in terms of oil and gas presence is emphasized.

Key words: Nepa-Botuoba antecline, outlier basement uplifts, jaspilite, oil-and-gas traps.

В 1970-х годах на Непско-Ботуобинской антеклизе (НБА) на Даниловской площади над останцовым поднятием фундамента из карбонатных отложений усть-кутского пласта тэтэрской свиты венд-нижнекембрийского возраста в скважинах 144 и 3 были получены промышленные притоки нефти. Бурение последующих (около 15) скважин показало, что они находятся за пределами выявленного поднятия и непродуктивны.

В последнее десятилетие была осознана роль эрозионных останцовых поднятий фундамента в создании зон повышенной трещиноватости по их периферии, способствующих перемещениям углеводородов (УВ) из обрамляющих останцы терригенных отложений венда до пластов коллекторов в отложениях карбонатного венда и нижнего кембрия. Трещины по периферии поднятий возникают из-за проседания перекрывающих карбонатов венда за пределами останцов над уплотняющимися терригенными толщами в процессе диагенеза.

В связи с этим в настоящее время повышенное внимание уделяют поиску останцовых поднятий на НБА и вводу их в бурение. Однако площади большинства поднятий не превышают первых километров.



Магнитные аномалии: 1 – преимущественно отрицательные; 2 – контрастные положительные; 3 – сейсмические профили; 4 – профили, представленные на рис. 2; 5 – скважины с аббревиатурой: ВНс – верхненюйские, Зпд – Западные, НХм – Нижнехамакинские, Оз – Озерные, Плд – Пеледуйские, Тмпч – Тымпучицканские, Стл – Северо-Талаканские, Тл – Талаканские, ЦТл – Центрально-Талаканские; 6 – продуктивные скважины на останцовых поднятиях; 7 – останцовые поднятия; 8 – границы лицензионных участков

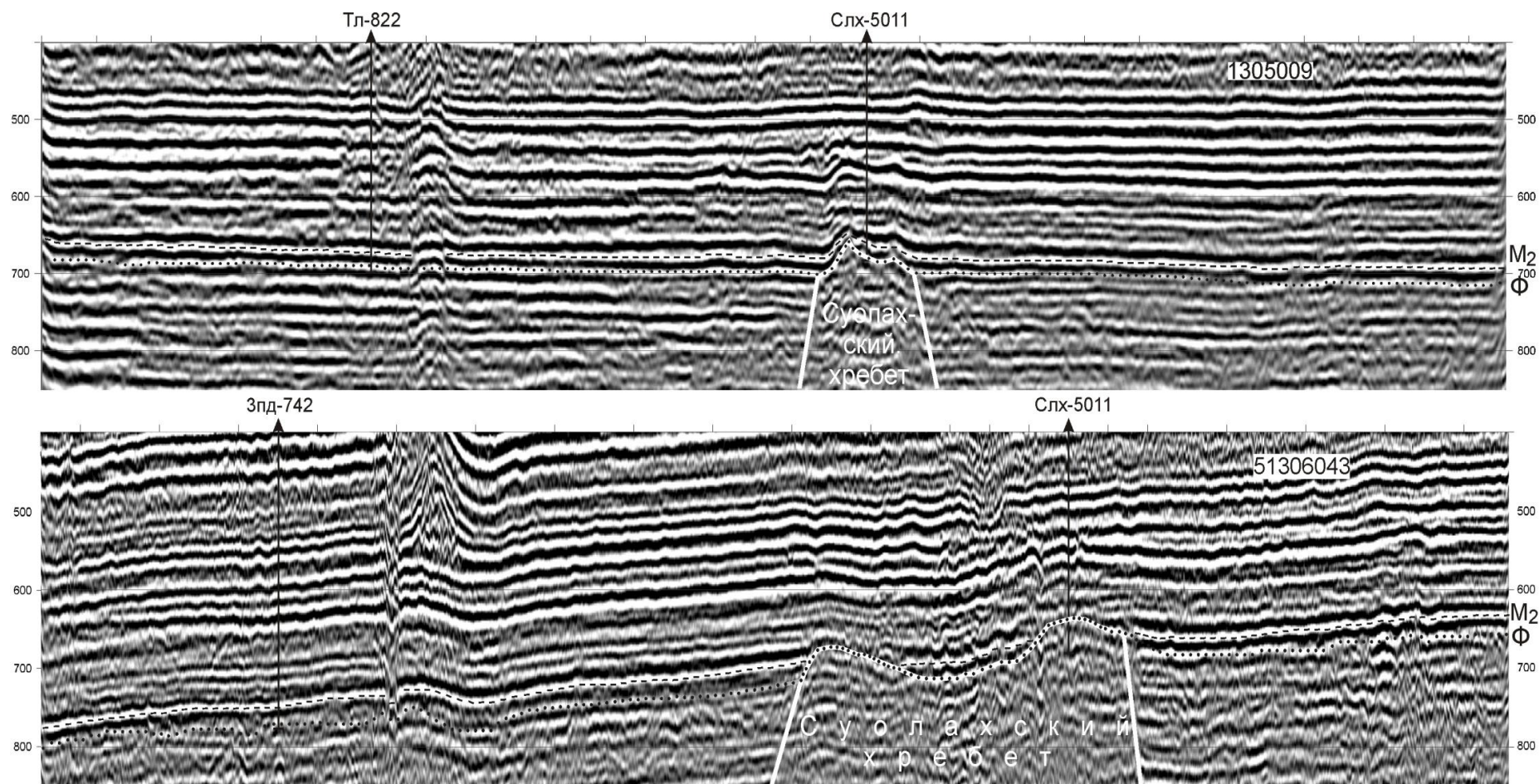


Рис. 2. Сейсмические разрезы Суолахского хребта в базальных горизонтах осадочного чехла по линиям 1305009 и 51306043 (их положение дано на рис. 1).
Отражающие горизонты: M₂ – подошва карбонатного венда, Ф – поверхность фундамента

В скважине 501-1 под отложениями катангской свиты венда на глубине 1507 м вскрыты железистые кварциты с прослоями, линзами магнетита и гематита (джеспилиты). Их вскрытая толщина составила 104 м.

На сейсмических разрезах 51306043, 1305009, проходящих вблизи или непосредственно через скважину Суолахская 501-1, в ее районе четко проявлено поднятие по поверхности фундамента амплитудой до 150 и более метров (рис. 2). Анализ этих и других ближайших сейсмических профилей показал его вытянутость вдоль интенсивной положительной магнитной аномалии, прослеживаемой в северо-западном направлении от р. Нюя по правобережью ее левого притока Тымпычан (Уэль-Тымпычан) (рис. 1). Высокая намагниченность джеспилитов в скважине 501-1 коррелирует с этой аномалией, в центре которой она пробурена.

Приток нефти дебитом 23,7 м³/сут из юряхской свиты в Суолахской скважине 501-1П свидетельствует о вероятном открытии новой зоны нефтегазонакопления вдоль этой палеогеоморфологической структуры.

На юго-востоке в районе выраженного расширения положительной магнитной аномалии зафиксированы еще два небольших хребтика, поперечные простиранию Суолахского хребта (рис. 1). На них были пробурены две Северо-Талаканские скважины 530-16 и 530-17, подтвердившие джеспилитовый состав пород фундамента и давшие промышленные притоки газа с конденсатом соответственно из юряхской и билирской свит.

Севернее Суолахского хребта останцовое поднятие, представленное джеспилитами, зафиксировано скважиной Западная 535-1. В ней на глубине 162–46 м от поверхности фундамента получен приток нефти дебитом 3 м³/сут. Скважина расположена на периферии интенсивной положительной аномалии кольцевой формы площадью около 40 км². В центре этой аномалии в коллекторах карбонатного венда, нижнего кембрия прогнозируется залежь УВ средних размеров.

Итак, выявленные и намечаемые останцовые поднятия, связанные с джеспилитами, в среднем заметно крупнее аналогичных поднятий, но образованных другими, видимо, менее стойкими к эрозии петрографическими типами пород.

© А. В. Мигурский, 2017

ДЕТАЛЬНЫЙ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОГРАНИЧНЫХ ТРИАС-ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЫСА АИРКАТ (СЕВЕР СРЕДНЕЙ СИБИРИ)

Алексей Юрьевич Попов

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: PopovAY@ipgg.sbras.ru

Борис Леонидович Никитенко

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 микропалеонтологии, тел. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru

Выполнен детальный литолого-фациальный анализ пограничных триас-юрских отложений мыса Аиркат. Прослежена эволюция части бассейна в этот период и выявлены основные рубежи в его седиментационной истории. На основе полученных данных и сравнительного анализа с другими опорными разрезами региона намечены наиболее вероятные положения триас-юрской границы в изученной толще.

Ключевые слова: литолого-фациальный анализ, верхний триас, нижняя юра, Средняя Сибирь.

DETAILED LITHO-FACIAL ANALYSIS OF THE BOUNDARY TRIASSIC-JURASSIC DEPOSITS AT THE AIRCAT CAPE (NORTH OF MIDDLE SIBERIA)

Aleksey Yu. Popov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)363-80-36, e-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru

Boris L. Nikitenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, D. Sc., Head of the Laboratory of Micropaleontology, tel. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru

Detailed litho-facial analysis of the boundary triassic-jurassic deposits at the Aircat cape was carried out. The basin evolution during this period was tracked. On the basis of the obtained data and the comparative analysis with other basic successions of the region the most probable provisions of the Triassic-Jurassic boundary in studied deposits was planned.

Key words: litho-facial analysis, Upper Triassic, Lower Jurassic, Middle Siberia.

В настоящее время важным объектом нефтегазопроисловых работ на севере Средней Сибии считается Лаптевоморский потенциально нефтегазоносный бассейн, на шельфе которого пока не пробурено ни одной скважины, в связи с чем весьма актуальным является изучение естественных выходов пород на побережье. В тектоническом плане территория настоящих исследований при-

урочена к восточной части Анабаро-Хатангской седловины. Здесь, на западном берегу Анабарской губы, в естественных непрерывных выходах обнажаются терригенные породы триаса и юры, согласно структурно-фациальному районированию, приуроченные к Усть-Анабарскому району Хатангско-Нижнеленской области [7] и Нордвикскому району Ямало-Хатангской области (для нижней-средней юры) [8, 10] соответственно.

Считается, что в конце триасового периода территория севера Средней Сибири испытала поднятие с развитием зон денудации, а в начале юрского периода произошла трансгрессия, носившая глобальный характер [1, 2, 5 и др.]. На сегодняшний момент существует несколько точек зрения на положение границы между триасовыми и юрскими отложениями (тумулская и зимняя свиты) изученного разреза, что связано с недостаточной палеонтологической характеристикой и неоднозначной ее интерпретацией разными авторами. Особенности литологического строения этого интервала рассматривались в ряде работ [2–4, 9 и др.], но опубликованные описания носят общий характер.

На основе комплексного литолого-фациального анализа пограничных триас-юрских отложений мыса Аиркат с привлечением имеющихся биостратиграфических данных построена вертикальная седиментационная модель разреза (рисунок). Прослежена детальная эволюция этой части бассейна и выявлены основные рубежи в его седиментационной истории.

Рассматриваемая часть разреза начинается со слоев 14–16 (дана собственная нумерация), относимых всеми исследователями к верхнему триасу. Слой 14 (7,5 м) – песчаник средне-мелкозернистый с косой перекрестной слоистостью, мелкой галькой, крупным растительным детритом, в верхней части с глинистыми прослоями. Слои 15 и 16 (более 5,3 м) схожи по строению – чередование алевроито-песчаных и глинистых прослоев. В первых – мелкая косая слойчатость. Отмечаются редкие разнонаправленные ихнофоссилии. Формирование нижней части разреза происходило вблизи границы суша-море – пляжевые обстановки опресненного бассейна, обстановки прибрежной равнины приливно-отливного побережья (нижняя–верхняя литораль).

Слой 17 (до 2,5 м) срезает нижележащий (угол 0–20°). Ряд исследователей [2, 10 и др.] предполагают здесь триас-юрскую границу на основе микрофаунистических данных и резкой смены состава пород. В подошве – крупная галька, переотложенные лепешковидные сидеритовые конкреции, древесные фрагменты. Выше – аргиллит послойно алевроитовый с обильными растительными остатками, горизонтальными ихнофоссилиями. Доля алевроитового материала увеличивается вверх. Слой 18 (1,5 м) – алевропесчаник мелкокосослоистый с частыми глинистыми прослоями, растительным детритом, глинистыми интракластами. В сравнении с нижележащими отложениями отмечается смена режима седиментации и развитие заливно-лагунного побережья (верхняя сублитораль).

Слой 19 (0,5 м) полого срезает нижележащую толщу и сложен алевролитом разнозернистым послойно глинистым с обилием растительных фрагментов, редкой галькой. Подобные «мусорные» породы характерны для базальных слоев, маркирующих этап быстрого изменения уровня бассейна. Слой 20 (1,5 м)

представлен неравномерным переслаиванием песчаника мелкозернистого мелкококослоистого и аргиллита послойно алевритового с растительным детритом, гравийными линзочками, мелкими размывами. Формирование отложений происходило при периодической смене спокойных и активных режимов опресненного открытого залива (верхняя сублитораль). Следует отметить, что слои 14–19 не содержат макрофаунистических остатков.

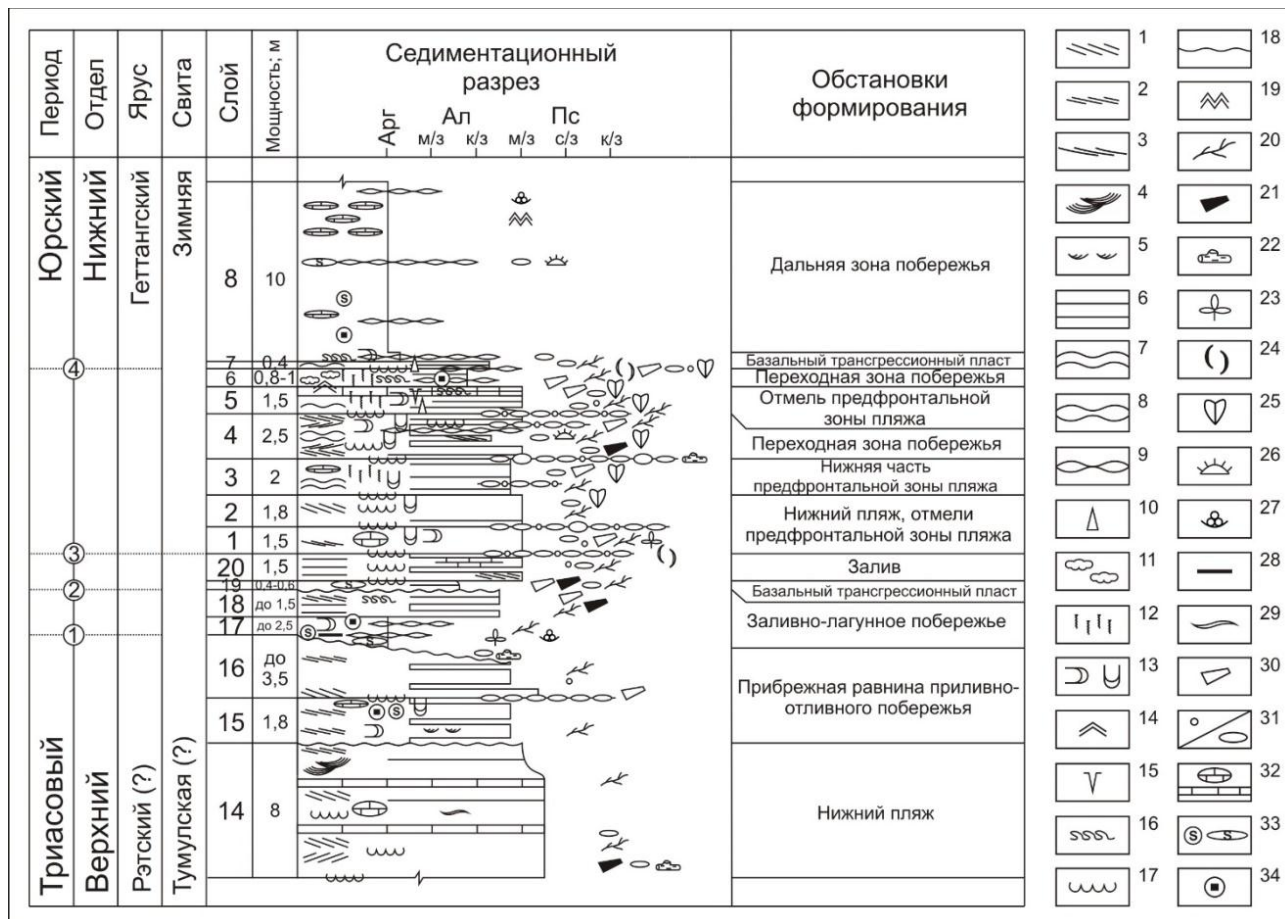


Рис. Вертикальная седиментационная модель пограничных триас-юрских отложений мыса Аиркат. В кружках – вероятное положение триас-юрской границы: 1 – [2, 10], авторы; 2 – авторы; 3 – [7, 8]; 4 – [4]:

Условные обозначения: 1–10 – слоистость: 1 – крупная косая, 2 – мелкая косая, 3 – пологая косая, 4 – крупная троговая, 5 – мелкая троговая, 6 – горизонтальная, 7 – волнистая, 8 – волнисто-линзовидная, 9 – линзовидная, 10 – градационная; 11 – комковатая текстура; 12–17 – текстурные нарушения: 12 – биотурбация, 13 – горизонтальные и вертикальные следы жизнедеятельности, 14 – знаки ряби, 15 – трещины усыхания, 16 – смятия, 17 – внутриформационные размывы; 18 – эрозионные границы; 19 – структура “con-in-con”; 20–28 – органические остатки: 20 – растительный детрит, 21 – крупные растительные фрагменты, 22 – фрагменты древесных стволов, 23 – отпечатки растений, 24 – раковинчатый детрит, 25 – двустворки, 26 – офиуры, 27 – фораминиферы, 28 – углистые линзочки; 29–34 – неорганические включения: 29 – глинистые флазеры, 30 – глинистые интракласты, 31 – гравий / галька, 32 – карбонатные конкреции и карбонатизированные уровни, 33 – сидеритовые конкреции, 34 – пиритовые конкреции

Слои 1 и 2 (3,3 м) однотипны и залегают на нижележащем с внутриформационным размывом. Ряд исследователей [7, 8 и др.] проводят здесь триас-юрскую границу на основании смены состава пород, появлению линзочек ракушняка характерных двустворок. Слои представлены песчаником мелкозернистым пологокосослоистым с глинистыми слойками, их интракластами, галькой, растительным детритом, ихнофоссилиями сколитовой ихнофаии. Развиты внутриформационные размывы. В основании слоев – конгломератовые прослои с ракушняком двустворок. Наблюдается смена седиментационного режима и накопление крупнозернистого материала в гидродинамически активных условиях нижнего пляжа и отмелей верхней части предфронтальной зоны пляжа (нижняя литораль-верхняя сублитораль).

Слой 3 (2 м) – алевропесчаник пологокосослоистый с частыми глинистыми слойками, их интракластами, редкими конгломератовыми линзочками, галькой, растительным детритом, редкими раковинами двустворок. Толща биотурбирована (ихнофоссилии крузиановой ихнофаии). Слой 4 (2,5 м) – чередование глинистых и алеврито-песчаных пачек с конгломератовым прослоем в основании. В алевропесчанике – пологая косая перекрестная слоистость, галька, растительный детрит, остатки офиур. Постоянно ихнофоссилии крузиановой, реже сколитовой ихнофаий. В основании слоя 5 (1,5 м) – мелкоконгломератовый прослой, выше – алевропесчаник с глинистыми флазерами и интракластами, галькой, растительным детритом, раковинами двустворок. Порода биотурбирована (ихнофоссилии *Teichichnus*). Слой 6 (1 м) – алевролит крупнозернистый глинистый биотурбированный (ихнофоссилии *Teichichnus*), с пиритизированным растительным детритом. Формирование слоев происходило вблизи базиса действия нормальных волн при периодической смене обстановок предфронтальной зоны пляжа и переходной зоны (верхняя–средняя сублитораль).

Слой 7 (0,4 м) залегает на подстилающем с размывом, но без видимого углового несогласия. Некоторые исследователи [4] предлагают проводить здесь триас-юрскую границу на основании смены состава пород и анализа комплекса двустворок нижележащих отложений. Слой представлен переслаиванием аргиллита, алевролита и алевропесчаника с галькой, гравием, глинистыми интракластами и раковинами двустворок в основании. Подобные отложения маркируют этап быстрого повышения уровня бассейна. Слой 8 (10 м) – аргиллит послойно алевроитовый, участками сидеритизированный, с ихнофоссилиями *Chondrites*, остатками офиур. Он формировался в обстановке дальней зоны побережья ниже базиса действия штормовых волн (нижняя сублитораль). Все исследователи указывают на его нижнеюрский (геттангский) возраст.

Построенная седиментационная модель позволяет сопоставить изученный разрез с другими толщами. Следует отметить, что положение границы юры и триаса дискуссионно даже в богатых фауной разрезах Европы, Азии и Америки. Севернее и южнее района исследований, в разрезах м. Цветкова и р. Анабар, разновозрастные нижнеюрские отложения с существенными размывами (угловые несогласия) и существенной сменой флоры и фауны залегают на подстилающих триасовых и пермских. В изученном разрезе несогласное

взаимоотношение наблюдается между слоями 16, 17, а также между слоями 18, 19. В последнем случае слои 17, 18 будут относиться к тумульской свите рэта (подобная ситуация наблюдается на м. Цветкова). На м. Тумул и в более восточных разрезах нижнеюрские отложения существенно глинистые с лучшей биостратиграфической характеристикой (нормально-морское осадконакопление). Здесь триас-юрская граница проводится в подошве базального алевроитового слоя, залегающего с размывом (но согласно) [6] на песчаных осадках с верхнетриасовой фауной, что также фиксирует существенную смену режимов седиментации и позволяет соотнести ее с отмеченными ранее границами. Более обоснованные заключения могут быть сделаны при дальнейшем детальном литолого-фациальном изучении пограничных отложений смежных районов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Каплан М. Е. Литология морских мезозойских отложений севера Восточной Сибири. – Л. : Недра, 1976. – 229 с.
2. Князев В. Г., Девятков В. П., Шурыгин Б. Н. Стратиграфия и палеогеография ранней юры востока Сибирской платформы. – Якутск : Изд-во ЯНЦ СО АН СССР, 1991. – 100 с.
3. Левчук М. А. Литология и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангского прогиба. – Новосибирск : Наука, 1985. – 166 с.
4. Лутиков О. А., Соболев Е. С., Соболев Н. Н. Стратиграфия пограничных верхнетриасовых и нижнеюрских отложений Нордвикского района (север Средней Сибири) // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии : материалы совещания. – Саратов : Наука, 2009. – С. 122–125.
5. Палеогеография севера СССР в юрском периоде. – Новосибирск : Наука, 1983. – 188 с.
6. Пограничные триасово-юрские отложения восточной части Лено-Анабарского прогиба / Р. О. Галабала, В. Г. Данилов, И. В. Полуботко, Ю. С. Репин // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1989. – № 6. – С. 128–132.
7. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система / А. М. Казаков, А. Г. Константинов, Н. И. Курушин и др. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2002. – 322 с.
8. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятков и др. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2000. – 480 с.
9. Стратиграфия юрской системы севера СССР / под ред. В. Н. Сакса – М. : Наука, 1976. – 436 с.
10. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт / Б. Л. Никитенко, Б. Л. Шурыгин, В. Г. Князев и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1047–1082.

© А. Ю. Попов, Б. Л. Никитенко, 2017

ОСОБЕННОСТИ КРИОЛИТОЗОНЫ СЕВЕРО-АЛДАНСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОБЛАСТИ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

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, доцент, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

Представлены результаты изучения особенностей распространения, мощности, строения, температуры криолитозоны Северо-Алданской нефтегазоносной области и сопредельных территорий. Проанализированы сложности проведения геологоразведочных работ на нефть и газ, проектирования и разработки месторождений, освоения территории в условиях современной деградации криогенной толщи.

Ключевые слова: Северо-Алданская нефтегазовая область, мощность, строение, температура криолитозоны, геотермический градиент.

FEATURES OF PERMAFROST ZONE OF THE NORTH ALDAN PETROLEUM AREA AND ADJACENT LANDS

Anna F. Sukhorukova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Research Associate of the Laboratory of Hydrogeology of sedimentary basins of Siberia, tel. (383)363-80-36, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

The study results of the distribution, thickness, structure, and temperature patterns of permafrost zone of the study area. Complications for oil and gas exploration, design and development of fields and territory in the current permafrost degradation have been investigated.

Key words: north Aldan petroleum area, thickness, structure, permafrost temperature, geothermal gradient.

В результате систематического изучения многолетней мерзлоты Сибирской платформы, начатого в 30–40-х годах прошлого века, выявлены основные черты ее строения, состава и условия формирования. К настоящему времени мерзлотно-геотермическая изученность Сибирской платформы достаточно неравномерная, но имеющийся материал заслуживает внимания. В различные годы были опубликованы карты разного масштаба (как правило, крупномасштабные): «Карта распространения криолитозоны Сибирской платформы» [1], «Карта инженерно-геокриологического районирования Средней Сибири», составитель К. А. Кондратьева [2], и многие другие.

В разные годы выполнялись обобщения, мелкомасштабные построения. Основная часть Северо-Алданской нефтегазовой области относится к Северной геокриологической зоне, к Лено-Вилуйской и Лено-Алданской геокриологическим областям, располагающимся в пределах Якутского мегабассейна. Якут-

ский артезианский бассейн находится в своеобразных мерзлотно-гидрогеотермических условиях. Центральная часть этого бассейна расположена в сплошной мерзлой зоне, и лишь на юге и юго-западе отмечается прерывистое и островное их распространение. В центре бассейна мощность достигает 100–400 м, увеличение мощности происходит в северном направлении до 1000 и более метров [6]. Наличие мощной и длительно существующей толщи криогенных пород приводит к формированию единого регионального криогенного экрана, оказывающего сильное воздействие на геофлюидодинамическую систему и геотермический режим недр [1]. Криогенная толща может представлять весьма надежный флюидоупор для переформированных в неоген-четвертичное время залежей углеводородов. Предполагается, что толща многолетнемерзлых пород при определенных условиях может служить нефте- и газоупором, а в случае интенсивной современной миграции под ней могли бы образовываться вторичные скопления углеводородов.

Строение криогенной толщи отражает специфику криогенного преобразования толщи пород, отражает соотношение в вертикальном разрезе различных ярусов криогенных пород. В зависимости от наличия воды в порах и трещинах пород, ее состава и степени минерализации в пределах исследуемого района выделяется два яруса пород, участвующих в строении криолитозоны. Междуречье рек Виллой – Лена и Лена – Амга характеризуется двухъярусным строением [5]:

- первый ярус – преимущественно мерзлые породы, трещины и поры в которых частично или полностью заполнены пресным льдом. Этот ярус может включать отдельные блоки морозных пород;

- второй ярус – породы, содержащие пресные и солоноватые воды.

На криолитологической карте Средней Сибири, составленной К.А. Кондратьевой [1], междуречье рек Виллой и Лена представлены с поверхности эпикриогенными элювиальными и склоновыми образованиями, подстилающиеся породами терригенных и интрузивных формаций. Междуречье рек Лена и Амга сложено с поверхности эпикриогенными элювиальными, склоновыми и карстовыми образованиями, подстилающиеся породами карбонатных формаций. Основные формации коренных пород исследуемого района представлены терригенными и карбонатными породами мелового, юрского и кембрийского возраста – песками, песчаниками, глинами, алевролитами, известняками.

Температурное поле многолетнемерзлых пород Северо-Алданской нефтегазовой области ниже слоя годовых колебаний температур, среднегодовые температуры плоскогорий изменяются в пределах от 0 до – 4,5 °С. На формирование температурного поля существенное влияние оказывает разгрузка подземных вод, отмечается сокращение мощности криогенных толщ на севере Алданского плоскогорья со 120 до 70 м над обводненными тектоническими трещинами. Важное значение при хозяйственном освоении территории имеет глубина сезонного оттаивания пород, для приалданского региона она составляет от 0,5–1 м до максимум 1–2 м [2].

Анализ опубликованных и фондовых материалов говорит о том, что исследуемая территория в целом характеризуется величинами геотермических градиентов $0,59\text{--}1,84^\circ \text{C}/100 \text{ м}$ [4]. В общих чертах неоднородность геотемпературного поля соответствует основным тектоническим элементам. Скорости нарастания температур неодинаковы, что объясняется изменениями теплофизических свойств пород: медленнее всего температуры нарастают в галогенных и карбонатных отложениях, быстрее – в терригенных.

На характерных для подземных рассолов и одновременно перспективных для поисков нефти и газа глубинах $1,5\text{--}3 \text{ км}$ температуры составляют обычно $20\text{--}50^\circ \text{C}$. Эти значения достаточно высоки, чтобы не оказать заметного влияния на геохимию и физические свойства рассолов, а также возможность извлечения нефти и газоконденсата из коллекторских горизонтов и условия их миграции, так как нефти обладают в этих условиях достаточно низкой вязкостью.

Геотермические характеристики геологического разреза (вертикальная геотермическая зональность) были установлены на основании материалов ГИС (термометрия 40 скважин) и точечных замеров пластовых температур (более 200 замеров). По выявленным геотермическим зависимостям, характеризующим распределение пластовых температур в пределах вскрытых бурением отложений, были рассчитаны геотермические градиенты и выявлены два типа вертикальной геотермической зональности.

Первый тип характеризуется низкими геотермическими градиентами ($0,6\text{--}1,3^\circ \text{C}/100 \text{ м}$) и выявлен в юго-восточной части исследуемого района на Бысахтахской, Верхне-Черендейской, Джаджаноской, Кэдэргинской, Мухтинской, Уордахской, Усть-Бирюкской, Ыстанахской и Эргеджейской площадях.

Второй тип установлен в северо-восточной части района на Андреевской, Атыяхской, Баппагайской, Быраканской, Верхне-Синской, Кумахской, Кусоганской, Кэдэпчинской, Нижне-Тюкянской, Северо-Наманинской и Хайлахской площадях и характеризуется более высокими значениями средних геотермических градиентов, достигающих $1,85^\circ \text{C}/100 \text{ м}$.

Для Северо-Алданской нефтегазовой области и сопредельных территорий (наиболее разбуренная территория) в лаборатории «Гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири» была построена карта мощности криолитозоны (масштаба $1: 3\,500\,000$), нижней границей которой служит поверхность с «0» отметкой температуры. Карта построена по данным более чем 70 глубоких скважин, пройденных в различные годы для района исследования. Мощность криолитозоны закономерно увеличивается от $100\text{--}150 \text{ м}$ в юго-восточной части до $300\text{--}400 \text{ м}$ в северо-западной части по мере приближения к Анабарскому массиву, являющемуся центром охлаждения Сибирской платформы, где она может достигать 1000 и более м (рисунок). При этом мощность нарастает узкими ступенями, увеличиваясь на 100 м каждые $100\text{--}200 \text{ км}$ по ширине. Полученные результаты согласуются с опубликованными схематическими картами прошлых лет. Несквозные талики распространены в долинах крупных рек Лена, Буотомы, Амга, Олекма, Намана и под некоторыми озерами.

следствий при освоении перспективных территорий. Недооцененные в 80-х годах XX в проявления деградации мерзлоты уже через 30 лет привели к катастрофическим последствиям, проявившимся в непригодности к эксплуатации жилых зданий, дорог, инженерных сетей, промышленных сооружений. По прогнозам специалистов, примерно к середине XXI столетия от российской криолитозоны останется только пятая часть ее современных площадей, для Восточной Сибири сдвиг границы мерзлых пород на север может составить до 1500 км [3].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Вожов В. И. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы. – М. : Недра, 1987. – 204 с.
2. Геокриология СССР. Средняя Сибирь. – М. : Недра, 1989. – 414 с.
3. Павлов А.В., Гравис Г.Ф. Вечная мерзлота и современный климат // Природа. – 2000. – № 4. – С. 10–18.
4. Тепловое поле недр Сибири / А. Д. Дучков, С. В. Лысак, В. Т. Балобаев и др. – Новосибирск : Наука, 1987. – 198 с.
5. Фотиев С. М. Гидрогеотермические особенности криогенной области СССР. – М. : Наука, 1978. – 236 с.
6. Шепелев В. В., Толстихин О. Н., Пигузова В. М. Мерзлотно-гидрогеологические условия Восточной Сибири. – М. : Наука, 1984. – 190 с.

© А. Ф. Сухорукова, 2017

ПОЗДНЕОРДОВИКСКИЕ «КОРАЛЛОВО-МИКРОБИАЛЬНО-ВОДОРОСЛЕВЫЕ ЛУГА» В СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ГОРНОГО АЛТАЯ

Николай Валерианович Сенников

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 палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, зав. кафедрой, тел. (383)330-88-47, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru; 3

Вероника Акберовна Лучинина

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 палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: LuchininaVA@ipgg.sbras.ru

Ольга Тимофеевна Обут

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; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (383)333-24-31, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Александрович Токарев

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)333-24-31, e-mail: TokarevDA@ipgg.sbras.ru

Рапия Ахатовна Хабибулина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: KhabibulinaRA@ipgg.sbras.ru

В статье приводятся современные данные по условиям образования верхнеордовикской техтенской свиты северо-западной части Горного Алтая.

Ключевые слова: стратиграфия, кораллы, водоросли, верхний ордовик, Горный Алтай.

LATE ORDOVICIAN «CORAL-MICROBIAL-ALGAL MEADOWS» I N THE NORTH-WESTERN PART OF GORNY ALTAI

Nikolay V. Sennikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, D. Sc., Head of the Laboratory of Paleozoic paleontology and stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., Head of cathedra, tel. (383)330-88-47, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

Veronika A. Luchinina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, D. Sc., Leading Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic paleontology and stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: LuchininaVA@ipgg.sbras.ru

Olga T. Obut

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic paleontology and stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., Lecturer, tel. (383)333-24-31, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Dmitry A. Tokarev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic paleontology and stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: TokarevDA@ipgg.sbras.ru

Raliya A. Khabibulina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptyug Prospect, Junior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic paleontology and stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: KhabibulinaRA@ipgg.sbras.ru

Recent data on the sedimentary environments of Upper Ordovician Tekhten' Formation from the north-western part of the Gorny Altai are discussed.

Key words: stratigraphy, corals, algae, Upper Ordovician, Gorny Altai.

Азратканско-Еландинский участок в северной части Ануйско-Чуйской фациальной зоны Горного Алтая достаточно детально изучался многими исследователями [8–10]. Это стратотипический район ранее выделяемой чакырской свиты, а также бывшего чакырского горизонта и чакырских слоев [11]. В настоящее время эти отложения рассматриваются в составе техтенской свиты (средний и верхний катий и нижний хирнант) [7]. Органогенные сооружения в виде неслоистых массивных и слоистых плитчатых, серых известняков протягиваются единой полосой от водораздела рек Чакыр-Азраткан у пос. Ябаган на северо-запад на расстоянии не менее 10–15 км до Канской степи южнее пос. Янонур. Водорослевая природа этого объекта, который можно именовать серией пластовых биогермов, не вызывала сомнений [9, 10], однако определений таксономического состава породообразующих организмов и реконструкций биогермных форм не проводилось. Таких масштабных по протяженности органогенных образований начала позднего ордовика на Горном Алтае пока не известно. Одновозрастные рифоидные сооружения, как правило, представлены рифовыми массивами протяженностью не более 1–5 км (разрезы на р. Мута в северной и на р. Верхняя Карасу в центральной части Ануйско-Чуйской фациальной зоны или разрезы на водоразделе рек Белая-Ханхара в Чарышско-Инской фациальной зоне). В первых двух отмеченных районах Ануйско-Чуйской зоны такие сооружения сложены линейными структурами, сходными с рассматриваемой «Ябаганско-Канской» органогенной постройкой. В Чарышско-Инской зоне они представлены четко морфологически выраженными положительными формами рельефа в виде обособленных мелких (биогермы и их группы), средних (рифы) и крупных (группы рифов) холмов и реже рифовыми массивами, отделенными друг от друга, как в стратиграфической последова-

тельности, так и по латерали, слоистыми, нередко глинистыми известняками, известковистыми алевролитами и аргиллитами.

На водоразделе рек Чакыр-Азраткан в верхней пачке плитчатых известняков, являющихся одной из составных частей стратотипического разреза чакырского местного стратона, установлены табуляты *Nyctopora altaica* Dz., *N. tchakerensis* Dz., *Lyopora altaica* Dz., *Eofletcheria kovalevskyi* Dz., *Calapoecia baragashiensis* Dz., *C. lebediensis* Dz. Вместе с кораллами в карбонатах встречаются брахиоподы *Onniella* cf. *chancharica* Severg., *Sowerbyella* sp., а в соседствующих известково-терригенных породах – граптолиты *Lincograptus* sp., *Pseudoclimacograptus* sp., *Desmograptus* sp., трилобиты *Sceptaspis* cf. *unica* Petrun., *Lonchodomas* sp., *Homotelus* sp., *Ceraurinus* sp., *Eorobergia* cf. *crassilimbata* Petrun., брахиоподы *Dactylogonia subgeniculata* Severg., *Rostricellula* sp. [10]. Пачка плитчатых карбонатов мощностью 80 м в виде обособленного гребня спускается в долину Азраткана, где у подножия его левого борта известняки становятся массивными, в них в 2016 году обнаружены многочисленные водорослевые структуры в виде отдельных калиптр и их группировок в прижизненном и перемещенном положениях (рисунок, фиг. 1–6).

По простиранию на правобережье р. Азраткан (Еланду) в двух верхних пачках слоистых известняков представленного там разреза, являющихся второй составной частью стратотипического разреза чакырских слоев, определены табуляты *Calapoecia lebediensis* Dz., *C. altaica* Dz., *C. anticostiensis* Bill., *Eofletcheria kovalevskyi* Dz., *Billingsaria* sp., *Fletcheriella altaica* Dz., *Nyctopora asratkanensis* Dz., *N. altaica* Dz., *Nyctopora* sp., *Catenipora elandensis* Dz., *Eofletcheria sokolovi* Dz., *Chaetetes tchaktrensis* Dz. [10]. Дополнительно к данным спискам ранее из этого составного разреза на р. Чакыр [1–4, 11, 12] указывались табуляты *Nyctopora minimaluis* (Radugin), *Catenipora kuruensis* Sok. и рогозы *Grewingia semilunatum* (Scheffen), *Paliphyllum primarium* Soshk., *Brachielasma altaica* Tchrepn. Среди списка родов табулят из чакырских слоев, кроме вышеперечисленных, следует добавить ранее определяемые *Saffordophyllum* Bass., *Foerstephyllum* Bass., *Reuschia* Kiaer, *Fletcheriella* Sok., а также гелиолитиды – *Wormsipora* Sok., *Stelliporella* Went., *Proheliolites* Kiaer [4]. В свое время именно такое таксономическое разнообразие и представительность в разрезах кораллов послужило основой для выделения нового местного стратона – чакырской свиты (чакырских известняков, чакырских слоев) [9–11].

Органогенные структуры, найденные на левобережье р. Азраткан (Еланда), сложены обызвествленными бактериями и цианобактериями, образующими органогенные микропостройки в виде корочек, 1–2 см калиптр, имеющих форму неправильных полусфер, 3–5, редко до 7 см в диаметре и высотой 1–3 см изолированных друг от друга калиптр [5] – микрокуполов, состоящих из последовательно наслоенных бактериально-цианобактериальных матов (рисунок, фиг. 4). Цианобактериальные сообщества вместе с кораллами создавали значительные по площади подводные «луга». В местах массового развития микробиальных построек плотность поселения кораллов была значительно ниже, чем в местах с редкими калиптрами.

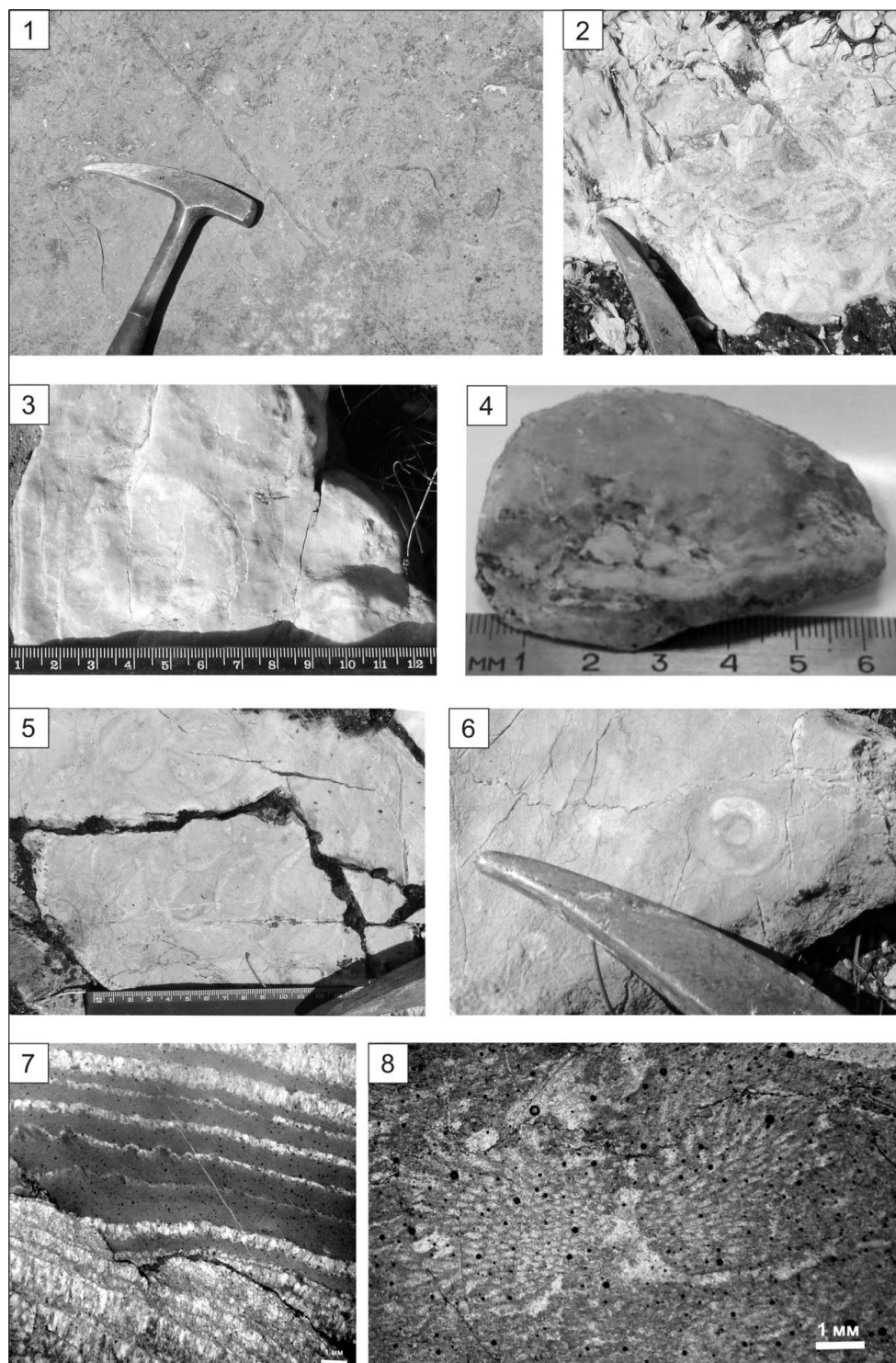


Рис. Микробиально-водорослевые структуры в тектенской свите у пос. Ябаган

В разрезе также зафиксированы строматолитоподобные образования, состоящие из чередования бактериально-цианобактериальных слоев со слоями карбонатных частиц осадочных пород [5]. Подобные структуры (рисунок, фиг. 7) указывают на место их формирования в приливно-отливной зоне.

В изученном районе среди биоты, образующей органические постройки, большой интерес представляет находка известковой водоросли *Hedstroemia* sp.

(рисунок, фиг. 8), предположительно отнесенная в состав красных водорослей. Дело в том, что благодаря вертикальному росту таллома представители этого рода относятся к каркасо-строителям, значительно ускоряющим рост рифовых построек [6, 13]. Ее значение можно сравнить с ролью современных известковых водорослей рода *Lithotamnium*, являющихся непрямым участником в образовании современных рифов. Б. И. Чувашов с соавторами [14] описал *Hedstroemia aequalis* Ноег в разрезе верхнего ордовика на р. Кожим.

Работа поддержана Программой СО РАН «Интеграция и развитие».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дзюбо П. С. Группа Hydrozoa Chaetetida // Биостратиграфия палеозоя Саяно-Алтайской горной области. Т. I. Нижний палеозой. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1960. – С. 373–374.
2. Дзюбо П. С., Миронова Н. В. Подкласс Tabulata // Биостратиграфия палеозоя Саяно-Алтайской горной области. Т. I. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1960. – С. 374–382.
3. Дзюбо П. С. Группа Anthozoa Heliolitida // Биостратиграфия палеозоя Саяно-Алтайской горной области. Нижний палеозой. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1960. – Т. I. – С. 382–387.
4. Дзюбо П. С. Табуляты и гелиолитиды ордовика Горного Алтая и Горной Шории : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Томск : Изд-во Томского ун-та, 1966. – 25 с.
5. Лучинина В. А. Экология водорослей и микроструктура водорослевых биостромов нижнего кембрия среднего течения р. Лены. Среда и жизнь в геологическом прошлом (поздний докембрий и палеозой). – Новосибирск : Наука, 1973. – С. 69–71.
6. Лучинина В. А., Терлеев А. А. Особенности состава дендролитов в нижнекембрийских органогенных постройках Сибирской платформы // Новости палеонтологии и стратиграфии. Вып. 6–7. Приложение к журналу Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – С. 43–57.
7. Новый ярусный стандарт ордовика и его применение к стратонам западной части Алтае-Саянской складчатой области / Н. В. Сенников, Е. В. Лыкова, О. Т. Обути др. // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 8. – С. 1226–1246.
8. Сенников В. М., Винкман М. К., Кононов А. Н. Кембро-ордовик и ордовик Горного Алтая // Матер. по региональной геологии. – М. : Госгеолтехиздат, 1959. – С. 51–66.
9. Сенников В. М., Сенников Н. В. Стратиграфия ордовика Ануйско-Чуйского синклинория (Горный Алтай) // Геология и геофизика. – 1982. – № 6. – С. 17–25.
10. Сенников Н. В., Петрунина З. Е., Гладких Л. А. Лито- и биостратиграфическое расчленение ашгилла центральной части Горного Алтая // Актуальные вопросы геологии и минерагении юга Сибири : материалы науч.-практ. конф. (пос. Елань Новокузнецкого района, Кемеровской области). – Новосибирск, 2001. – С. 135–144.
11. Стратиграфический словарь СССР. Кембрий, ордовик, силур, девон. – Л. : Недра, 1975. – 622 с.
12. Черепнина С. К. Подкласс Tetracoralla (Rugosa). Тетракораллы // Биостратиграфия палеозоя Саяно-Алтайской горной области. Т. I. Нижний палеозой. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1960. – С. 387–393.
13. Brooke C., Riding R. Ordovician and Silurian coralline red algae // Lethaia. – 1998. – Vol. 31. – P. 185–195.
14. Chuvashov B. J., Shuysky V. P., Ivanova R. M. Stratigraphical and facies complexes of the Paleozoic calcareous algae of the Urals. Studies on the Benthic Algae // Bull. Soc. Paleont. Ital. Spec. – 1993. – Vol. 1. – P. 93–119.

© Н. В. Сенников, В. А. Лучинина, О. Т. Обут, Д. А. Токарев, Р. А. Хабибулина, 2017

ААЛЕН-БАЙОССКИЙ РЕЗЕРВУАР КАК НОВЫЙ ОБЪЕКТ ДЛЯ ПОИСКОВ УВ НА ПОЛУОСТРОВЕ ЯМАЛ

Егор Андреевич Гладышев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)333-21-09, e-mail: egorgladyshev2306@yandex.ru

Николай Юрьевич Наумов

Центр моделирования Инженерного центра ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина, 423452, Россия, г. Альметьевск, ул. Клары Цеткин, 30, инженер отдела геологического моделирования, e-mail: naumovny@tatneft.ru

Александр Юрьевич Нехаев

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 геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)333-21-09, e-mail: nehaev@mail.ru

На основе детальной корреляции уточнено строение леонтьевского флюидопора и вымского проницаемого комплекса. Качество как флюидопора, так и проницаемого комплекса высокое, что позволяет рассматривать аален-байосский резервуар как новый перспективный объект для поисков УВ на полуострове Ямал.

Ключевые слова: аален-байосский региональный резервуар, леонтьевский флюидопор, вымский проницаемый комплекс, нефтегазоносность, средняя юра.

AALEN-BAJOCIAN RESERVOIR AS A NEW OBJECT FOR EXPLORATION OF HYDROCARBONS IN THE YAMAL PENINSULA

Egor A. Gladushaev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Engineer Laboratory of petroleum geology of arctic regions of Siberia, tel. (383)333-21-09, e-mail: egorgladyshev2306@yandex.ru

Nicholas Yu. Naumov

Modeling center of Engineering Center of PJSC TATNEFT named after V. D. Shashin, 423452, Russia, Almetьевsk, 30 Clara Zetkin St., Engineer Department of geological modeling, e-mail: naumovny@tatneft.ru

Aleksandr Yu. Nekhaev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Research Scientist, Laboratory of petroleum geology of arctic regions of Siberia, tel. (383)333-21-09, e-mail: nehaev@mail.ru

A detailed chronostratigraphical correlation made for Leontievskiy seal and Vymskoye permeable complex whose geological structure has been refined thereby, allowed to estimate the effectiveness of both the seal and the permeable complex as fairly good. Therefore, Aalenian-Bajocian regional reservoir at the Yamal Peninsula is interpreted to be a promising exploration target.

Key words: Aalenian-Bajocian regional reservoir, Leontievskiy seal, Vymskoye permeable complex, petroleum potential, middle Jurassic.

Среднеюрские отложения широко распространены на севере Западной Сибири (полуостров Ямал). Но основным объектом поисков нефти и газа в них традиционно являются пласты Ю₂₋₄ малышевской свиты (батский региональный резервуар) [1, 2]. При этом почти не уделяется внимание нижележащему аален-байосскому региональному резервуару (леонтьевская и вымская свиты). В данной статье рассмотрим строение аален-байского регионального резервуара и оценим его перспективы.

На полуострове Ямал с момента начала проведения поискового бурения по настоящее время пробурено более 700 глубоких поисковых и разведочных скважин, но изученность среднеюрских отложений по-прежнему остается достаточно низкой. Аален-байосские отложения вскрыты только 130 скважинами, преимущественно в районе Новопортовского и Бованенковского месторождений.

Для уточнения геологического строения флюидоупора и проницаемого комплекса, границ перспективных пластов, зон их выклинивания и областей распространения была выполнена детальная корреляция. Для этого по результатам интерпретации комплекса каротажных диаграмм КС, ПС, ГК, НГК, с учетом редких имеющихся данных описания керна и палеонтологии были построены семь корреляционных профилей: три субширотных и четыре субмеридиональных (рис. 1). Анализ корреляционных профилей позволил уточнить строение перспективных пластов, проницаемого комплекса, флюидоупора и регионального резервуара в целом. На основе проведенной детальной корреляции создана база разбивок аален-байосских отложений, которая использовалась при построении карт толщин, карт качества флюидоупора, проницаемого комплекса и резервуара в целом.

Леонтьевский флюидоупор представлен породами леонтьевской свиты (аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и песчаников). Толщина его колеблется от 20 м на юго-западе (Западно-Яротинская скв. 300) до 150 м на северо-востоке (Южно-Тамбейская скв. 79). Средняя толщина флюидоупора – 95 м. Содержание песчаных и алевролитовых прослоев значительно (20–30 %) в краевых частях района исследования (Западно-Яротинская, Усть-Юрибейская, Новопортовская площади). Но на большей части территории, согласно проведенным исследованиям, доля песчаников в нем составляет не более 5 %. Исходя из толщин флюидоупора и присутствия прослоев песчаников и алевролитов, качество леонтьевского флюидоупора в центральных, северных и восточных областях прогнозируется как среднее и высокое. Области низкого и пониженного качества выделяются только на западе и юго-западе.

Вымский проницаемый комплекс представлен алевролитопесчано-глинистыми породами вымской свиты. Толщина проницаемого комплекса варьируется от 50 м на юго-западе (Западно-Яротинская площадь) до 150 м на северо-востоке (Южно-Тамбейская площадь). Средняя толщина проницаемого комплекса – 116 м. Толщина песчаников увеличивается с юго-запада на север и восток с 27 м (Верхнереченская площадь) до 103 м (Бованенковская площадь).

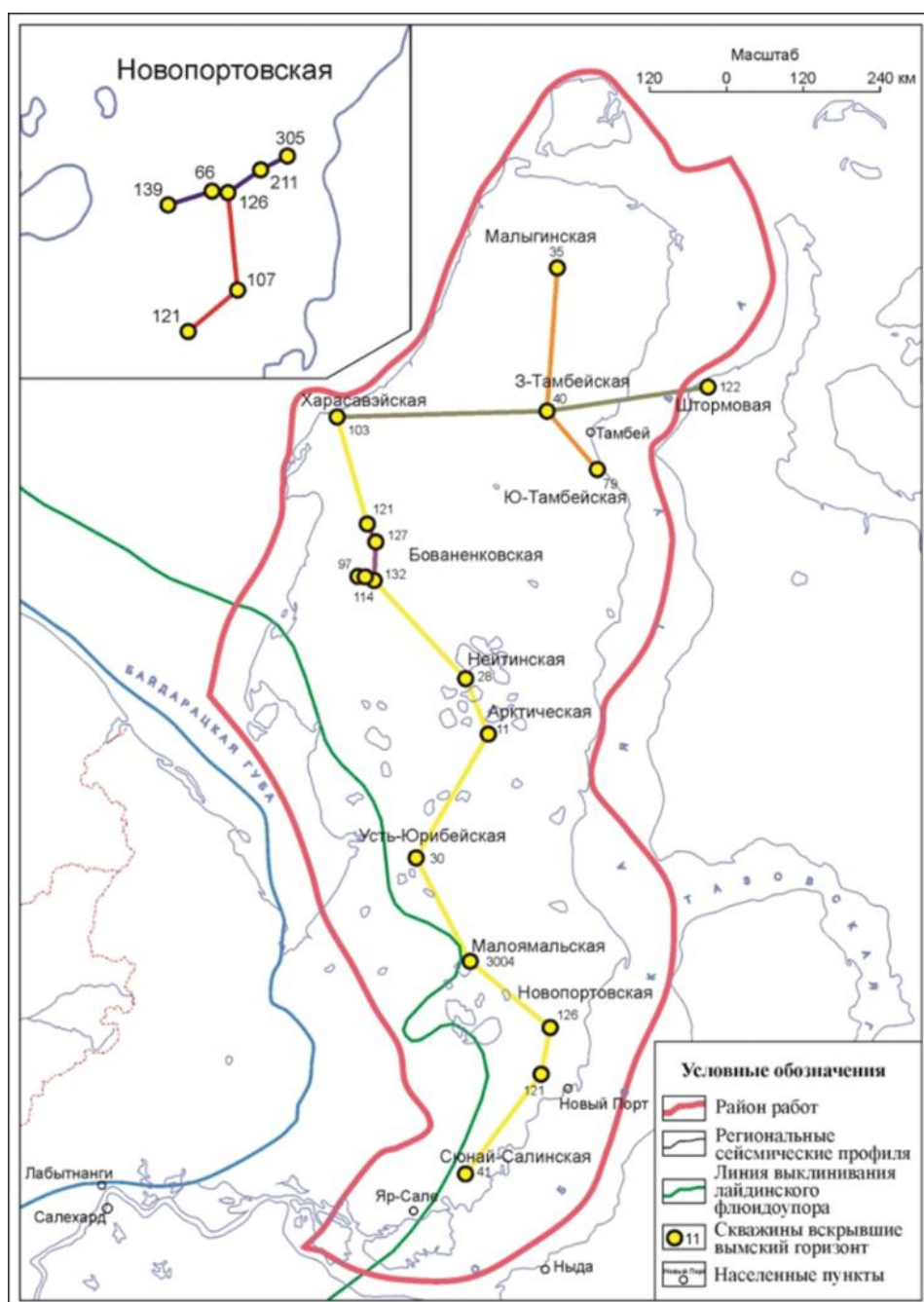


Рис. 1. Схема расположения корреляционных профилей среднеюрских отложений аален-байосского регионального резервуара Ямальной НГО

Фильтрационно-емкостные свойства вымского проницаемого комплекса характеризуются следующими показателями. Открытая пористость песчаников изменяется от 8 до 23 %, с преобладающим интервалом 11–16 %, а межзерновая проницаемость – от 0,01 до $98 \cdot 10^{-3}$ мкм² (единичные наблюдения), с преобладающим интервалом $0,01-1 \cdot 10^{-3}$ мкм² [3]. Качество проницаемого комплекса на исследуемой территории преимущественно высокое и весьма высокое.

На основе карт качества флюидоупора и проницаемого комплекса построена карта качества аален-байосского регионального резервуара (рис. 2).

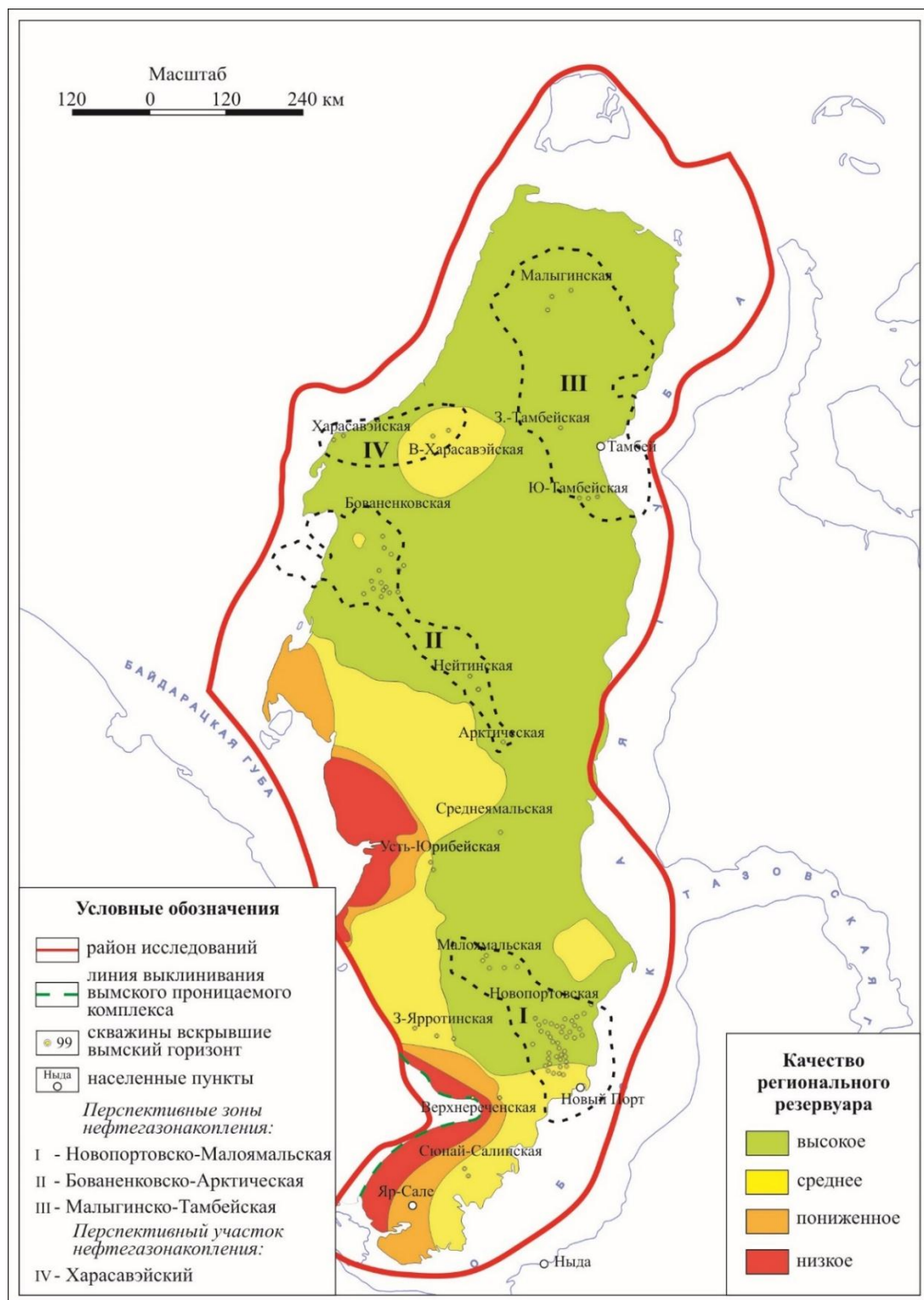


Рис. 2. Карта качества аален-байосского регионального резервуара Ямальной НГО и возможных перспективных зон нефтегазоаккумуляции

Земли с высоким качеством широко распространены и занимают северную, центральную и восточную части территории. Земли среднего качества расположены в пределах Пайхойско-Новоземельской мегамоноклизы и север-

ной части Восточно-Пайхойской моноклизы. Земли с пониженным качеством распространены ограниченно на юго-востоке исследуемой территории и являются переходными к низкокачественным. Земли с низким качеством резервуара простираются вдоль линии выклинивания, а также в пределах Щучинского мезовала.

В 16 скважинах (Арктическая, Бованенковская, Западно-Тамбейская, Новопортовская, Южно-Тамбейская площади) проведены испытания отложений аален-байосского резервуара. В 10 объектах из 27 были получены притоки газа.

Проведенные исследования и комплексный анализ построений других исследователей (тектоническая карта, карты катагенетической преобразованности органического вещества и масштабов генерации углеводородов [4–6]) позволили выделить на рассматриваемой территории наиболее перспективные зоны: Новопортовско-Малоямалская зона нефтегазонакопления, Бованенковско-Арктическая и Малыгинско-Тамбейская зоны преимущественно газонакопления, а также отдельно Харасавэйский перспективный участок (рис. 2).

Полученные данные свидетельствуют, что по ряду показателей аален-байский резервуар не уступает вышележащими батскому. Наличие в проницаемом комплексе мощных слоев песчаников, их фильтрационно-емкостные свойства, хорошее качество флюидоупора, доказанная газоносность свидетельствуют о перспективности аален-байосского резервуара. И его можно рассматривать как новый объект для поиска газа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Выделение главных нефтегазоносных объектов на севере Западной Сибири в связи с освоением месторождений нефти и газа / А. М. Брехунцов, В. С. Бочкарев, В. Н. Бородкин, Н. П. Дещеня // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 5. – С. 4–15.
2. Шемин Г. Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.
3. Шемин Г. Г., Нехаев А. Ю. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств и закономерности их изменения в зависимости от глубины залегания нефтегазоносных резервуаров юры севера Западно-Сибирской НГП // Горные ведомости. – 2005. – № 12. – С. 16–23.
4. 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.
5. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
6. Нехаев А. Ю., Москвин В. И. Оценка масштабов генерации УВ нижнеюрских отложений севера Западной Сибири // ГЕО-Сибирь-2010. VI Междунар. науч. конгр. : сб. материалов в 6 т. (Новосибирск, 19–29 апреля 2010 г.). – Новосибирск : СГГА, 2010. Т. 2, ч. 2. – С. 52–56.

© Е. А. Гладышев, Н. Ю. Наумов, А. Ю. Нехаев, 2017

**О НЕОТЕКТОНИЧЕСКОЙ АКТИВИЗАЦИИ И ПЕРСПЕКТИВАХ
НА УГЛЕВОДОРОДЫ ЛОГАНЧИНСКОГО ПОДНЯТИЯ
(ПЛАТО СЫВЕРМА, ЭВЕНКИЯ)**

Кирилл Валерьевич Старосельцев

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией мониторинга недропользования, тел. (383)221-15-96, e-mail: stv@sniiggims.ru

Татьяна Ивановна Ларионова

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник отдела тектоники, тел. (383)221-46-20, e-mail: stv@sniiggims.ru

Илья Юрьевич Лоскутов

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник отдела региональной геологии и стратиграфии, тел. (383)221-15-96, e-mail: stv@sniiggims.ru

Михаил Иванович Муратов

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, ведущий инженер отдела тектоники, тел. (383)221-46-20, e-mail: stv@sniiggims.ru

Приводятся новые данные, полученные во время полевых работ АО «СНИИГГиМС» 2016 года в пределах Логанчинского поднятия – уникальной структуры для плато Сыверма и смежных плато Тунгусской синеклизы, рассматриваются различные взгляды на историю ее формирования и перспективы нефтегазоносности.

Ключевые слова: Логанчинское поднятие, импактное событие, позднейшая активизация, перспективы нефтегазоносности.

**ABOUT THE NEOTECTONIC ACTIVIZATION AND PROSPECTS
FOR HYDROCARBONS OF LOGANCHINSKY UPLIFT
(PLATEAU SYVERMA, EVENKIA)**

Kirill V. Staroseltsev

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 630091, Russia, Novosibirsk, 67 Krasny Prospect, Ph. D., Head of subsoil use monitoring laboratory, tel. (383)221-15-96, e-mail: stv@sniiggims.ru

Tatiana I. Larionova

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 630091, Russia, Novosibirsk, 67 Krasny Prospect, Ph. D., Senior Researcher at the Department of tectonics, tel. (383)221-46-20, e-mail: stv@sniiggims.ru

Ilya Yu. Loskutov

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 630091, Russia, Novosibirsk, 67 Krasny Prospect, Ph. D., Leading Researcher at the Department of regional geology and stratigraphy, tel. (383)221-15-96, e-mail: stv@sniiggims.ru

Mikhail I. Muratov

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 630091, Russia, Novosibirsk, 67 Krasny Prospect, Leading Engineer at the Department of tectonics, tel. (383)221-46-20, e-mail: stv@sniiggims.ru

There are considered the new data obtained during the field work of JSC "SNIIGGiMS" in 2016 within Loganchinsky uplift – the unique structure of the plateau Syverma and the adjacent plateaus of Tunguska syncline, various views on the history of its formation and prospects of oil and gas potential.

Key words: Loganchinsky uplift, impact event, late activization, oil and gas potential.

В течение летнего сезона 2016 года полевым отрядом АО СНИИГГиМС наряду с другими структурно-тектоническими задачами и газогидрогеохимическим опробованием водотоков в бассейне р. Виви (плато Сыверма, Эвенкийский МР Красноярского края) было выполнено изучение генетических признаков формирования и возможных перспектив на УВ изометричного блокового Логанчинского поднятия на левобережье р. Виви – бассейны рек Логанча и Уксэ (рис. 1).



Рис. 1. Обзорная карта района полевых работ 2016 года:

1 – границы (а – нефтегазоносных провинций, б – нефтегазоносных областей, в – административные); 2–5 – контуры (2 – структур второго порядка, 3 – структур первого порядка, 4 – суперпорядковых структур, 5 – надпорядковых структур); 6 – нефтегазоносные области (I – Северо-Тунгусская, II – Южно-Тунгусская, III – Байкитская, IV – Катангская, V – Анабарская); 7 – район работ

Это поднятие представляет собой уникальную для плато Сыверма и смежных плато (Тунгусского и Путорана) изометричную структуру (диаметром около 20 км) с крутыми углами падения ($30\text{--}50^\circ$) триасовых туфогенных и несогласных им пермских терригенных пород (интродуцированных триасовыми же долеритами), выведенных по разломам на одну эрозионную поверхность. Взгляды на происхождение этой структуры сравнительно небольшого числа исследователей существенно различны: она рассматривалась как брахиантиклиналь, горст, соляной диапир, перспективный в отношении нефтегазоносности [1] и, наконец, как астроблема. В пользу последней точки зрения свидетельствовали результаты детальных полевых и лабораторных исследований, проведенных в первой половине 1980-х годов ИГиГ СО АН СССР (С. А. Вишневский), а также выводы независимых экспедиций МГУ и ИФЗ АН СССР [2–4].

В условиях весьма ограниченного времени работ (по независящим от полевого отряда причинам) в пределах Логанчинской структуры в результате удалось тем не менее получить некоторые новые данные и представления о вероятном характере формирования, новейшей активизации и перспективах нефтегазоносности этого интереснейшего объекта.

Принимая во внимание большой объем и детальность специализированных полевых и лабораторных исследований С. А. Вишневского с соавторами [2–4], интерпретация Логанчинской структуры в целом как астроблемы с импактным событием предположительно мел-палеогенового возраста представляется вполне обоснованной. Тем не менее следует отметить отсутствие некоторых важнейших индикаторов импактного генезиса структуры, отмеченное в собственных же работах С. А. Вишневским [3, 4], а именно: морфологически выраженных следов внешнего насыпного вала аллогенных образований по периферии кратера и на его склонах, зювитов (отложений взрывного облака), стекловатых пород (тагамитов и соответствующих брекчий). Импактное происхождение стекол из найденных окатанных валунов гиадокластитов в составе рыхлых посткратерных отложений при петрохимическом изучении не подтвердилось. Все это было объяснено сильной эрозией астроблемы в дочетвертичное время [3, 4].

Геологические схематические карты территории Логанчинской структуры разных авторов как по дневной поверхности, так и с частично снятыми четвертичными отложениями приведены в статьях [1, 3] и в целом не противоречат друг другу, за исключением интерпретации отдельных небольших выходов триасовых пород базальтового состава. Поэтому, учитывая ограничение объема статьи, они здесь не дублируются, но фото отдельных показательных обнажений приводятся ниже. На рис. 2 и 3 – фото двух фрагментов берегового обнажения в 5 км по прямой выше устья р. Уксэ (центральная часть поднятия): контактирующих по предполагаемому закрытому осыпью разлому вулканогенно-осадочных триасовых и пермских осадочных пород с различным, но крутым залеганием (аз. пад. 10° , $\angle 50^\circ$ и аз. пад. 315° , $\angle 50^\circ$ соответственно – рис. 2) и триасовых долеритов с веерно-столбчатой отдельностью, согласно интроду-

рующих с ороговикованием пермскую слоистую толщу (в 70 м выше по Уксэ – рис. 3). Фото на рис. 4 и 5 иллюстрируют геологическую ситуацию в так называемом четвертичном «каньоне», протягивающемся в северо-северо-восточном направлении приблизительно на 2 км вдоль р. Уксэ (и начинающемся приблизительно в 6 км по прямой от ее устья и в 1,5 км по прямой от обнажения на рис. 2 и 3). Такие мощные эрозионные врезы (четвертичные осыпи до 40 м высотой (рис. 4), сквозь которые местами «просвечивают» пермские углистые аргиллиты (рис. 5) с пологими углами падения) свидетельствуют об интенсивной неотектонической активизации района Логанчинского поднятия уже в позднейшее (естественно, постимпактное) время.



Рис. 2



Рис. 3



Рис. 4



Рис. 5

Рис. 2–5. Береговые обнажения р. Уксэ (пояснения в тексте)

Представляется вполне вероятным, что импактное событие (во временном диапазоне мел-палеоген) инициировало сеть глубоких разрывных нарушений, создавших дополнительные благоприятные условия для дренирования поверхностными и подземными водами глубокозалегающих кембрийских солей и их последующего подъема к поверхности.

Повышенных содержаний солей при гидрогеохимическом опробовании в пределах Логанчинской структуры в 2016 году обнаружено не было. Такое anomальное содержание отмечено в пробе воды уже на р. Виви ниже устья р. Логанча. Это вполне объяснимо глубоким залеганием солевых образований.

Актуальность дополнительного изучения Логанчинской структуры на предмет нефтегазоности неоднократно подчеркивалась ранее разными авторами [1, 3, 4]. В результате газогидрогеохимического опробования в долинах рек Логанча и Уксэ в 2016 году (7 проб – см. врезку на рис. 1) выявлено две интересные аномалии в точках В10 и В12. В точке В10 отмечена аномалия по газовым показателям – по сумме тяжелых гомологов метана (ТУ), этана, CO_2 , в точке В12 – по водорастворенным ароматическим соединениям нефтяного ряда (рис. 6, 7 – обработка аналитики выполнена И. В. Литвиновой). Превышение над фоном составляет до 2,5 единиц стандартного отклонения. За фон принято среднее арифметическое значение показателя по пробам, отобранным в долине р. Логанча. Данные anomальные проявления приурочены к центральной части поднятия, наиболее нарушенной разрывными дислокациями [1].

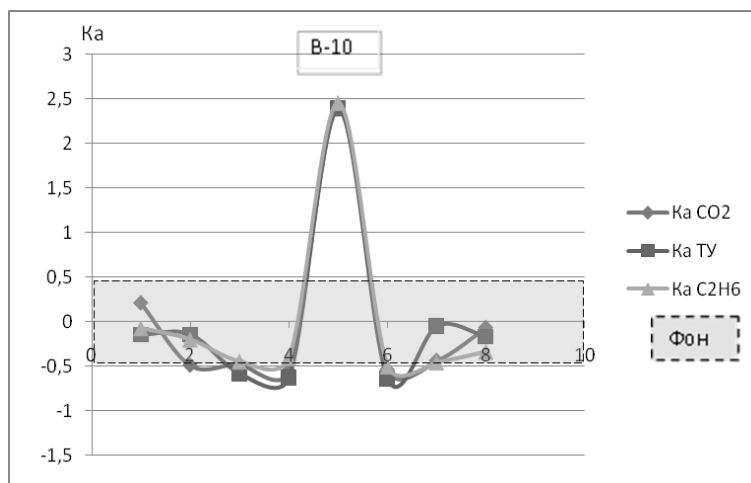


Рис. 6. Изменение компонентов газового состава по р. Логанча и р. Уксэ

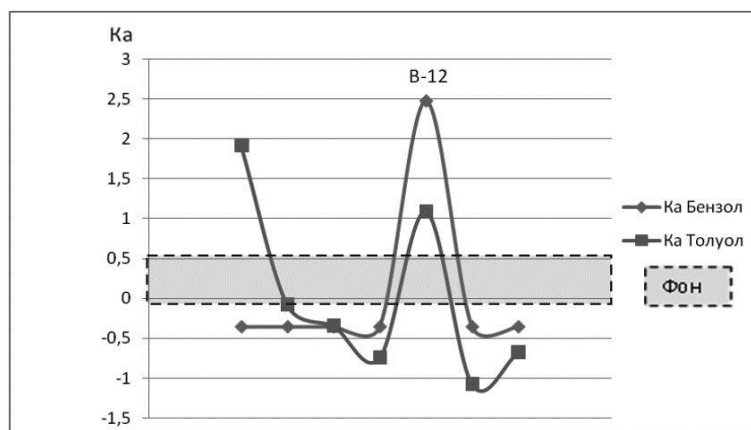


Рис. 7. Аномальное проявление водорастворенных органических веществ
(бензола и толуола) по р. Логанча и р. Уксэ

Таким образом, возможная нефтегазоперспективность Логанчинского поднятия получила еще одно подтверждение, а его позднейшая активизация также создает предпосылки для формирования новых структурных ловушек.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лебедев В. М., Мигурский А. В., Старосельцев В. С. Новые данные о строении Логанчинского поднятия // Тектоника нефтегазоносных областей Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1975. – С. 88–94.
2. Вишневский С. А., Долгов Ю. А. Логанчинский метеоритный кратер в траппах Тунгусской синеклизы // Проблемы геологии и разведки месторождений полезных ископаемых Сибири: тезисы докладов. – Томск : ТПИ, 1983. – С. 38–39.
3. Вишневский С. А. Логанчинская астроблема в траппах Тунгусской синеклизы. Препринт № 1. – Новосибирск : ИГиГ СО АН СССР, 1984. – 28 с.
4. Вишневский С. А. Логанчинский импактный кратер // Геология и геофизика. – 1985. – № 5. – С. 43–51.

© К. В. Старосельцев, Т. И. Ларионова, И. Ю. Лоскутов, М. И. Муратов, 2017

ИСТОРИЯ ГЕНЕРАЦИИ НАФТИДОВ В ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОМ ОСАДОЧНОМ БАССЕЙНЕ

Юрий Федорович Филиппов

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)330-13-62, e-mail: PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

Лев Маркович Буриштейн

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, тел. (383)335-64-26, e-mail: levi@ipgg.sbras.ru

Выполнены палеореконструкции погружений осадочных толщ Предъенисейского осадочного бассейна. С учетом геотермических градиентов и данных пиролитических исследований органического вещества проведено одномерное моделирование реализации нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород, уточнены исторические условия генерации и сохранности потенциальных залежей углеводородов.

Ключевые слова: Предъенисейский осадочный бассейн, верхнепротерозойско-палеозойские комплексы, палеореконструкции, условия генерации, нефтегазоносность.

HISTORY OF OIL AND GAS GENERATION OF THE PRE-YENISEY SEDIMENTARY BASIN

Yuri F. Filippov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)330-13-62, e-mail: PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

Lev M. Burshtein

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, D. Sc., Chief Researcher, tel. (383)335-64-26, e-mail: levi@ipgg.sbras.ru

Paleo reconstructions of the submerged sediments of the Pre-Yenisey sedimentary basin were performed. Taking into account geothermal gradients and data of pyrolytic studies of organic matter, a one-dimensional simulation of the oil and gas generation potential realization of oil-bearing rocks was carried out. The historical conditions for the generation and conservation of potential hydrocarbon deposits were refined.

Key words: Pre-Yenisey sedimentary basin, Upper Proterozoic-Paleozoic unit, paleoreconstructions, conditions for the generation, petroleum potential.

В последние годы благодаря масштабным геолого-геофизическим работам подтверждены предположения о развитии на левобережье Енисея под мезозойско-кайнозойским чехлом Западно-Сибирской геосинеклизы осадочного верхнедокембрийско-палеозойского субплатформенного комплекса пород, образующих Предъенисейский осадочный бассейн [1–4]. Одним из важных моментов при оценке его потенциальной нефтегазоносности является вопрос наличия потенциальных нефтематеринских толщ, а также условий генерации и сохранности возможных залежей углеводородов.

По современным представлениям стратиграфических уровней, на которых располагаются основные генераторы углеводородов в Предъенисейском бассейне, было как минимум два [5–8]. Наличие в верхнем венде и кембрии аллохтонных битумоидов разных биогеохимических подгрупп [6–8] подтверждает, что образование УВ происходило в разных источниках. Одним из них могли быть осадочные породы докембрия (в составе нафтидов скв. Лемок-1 идентифицированы 12- и 13-монометилкаланы, которые ранее установлены только в докембрийских и нижнекембрийских нефтях Сибирской платформы и Омана [6]). Другим – пайдугинская свита, аналог куонамской формации кембрия Сибирской платформы.

Согласно выполненным палеогеодинамическим реконструкциям бассейна [9], наиболее древними комплексами в составе слабодислоцированного (субплатформенного) осадочного чехла бассейна должны быть толщи моложе позднего неопротерозоя. Мощных осадков этого возраста с высоким нефтегенерационным потенциалом в прилегающих районах Сибирской платформы и Енисейского кряжа пока не найдено. Тем не менее не исключен вариант присутствия в глубоких частях разреза более древних (рифейских) черносланцевых толщ, аналогичных таковым на Енисейском кряже и в прилегающих районах Сибирской платформы, большой нефтегазогенерационный потенциал которых получил подтверждение [10 и др.]. Об этом, в частности, свидетельствуют геохимические исследования нафтидов.

Другой нефтепроизводящей толщей в Предъенисейском осадочном бассейне могли быть пайдугинская и чурбигинская свиты нижнего-среднего кембрия. Для пайдугинской свиты характерны максимальные для кембрийского разреза концентрации органического углерода ($C_{орг}$) – от 0,7 до 2,2 % на породу [7–8]. Ее неполная мощность в разрезе скв. Восток-1 составляет около 120 м. Чурбигинская свита (более 200 м) в среднем менее обогащена органическим углеродом (0,04–0,3 %, в редких тонких прослоях до 8 %).

Для воссоздания динамики процессов нафтидогенеза целесообразно–выполнить палеореконструкции осадконакопления и погружений, термальной истории и реализации нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород. Попытка такого одномерного моделирования по нескольким разрезам впервые для Предъенисейского бассейна представлена в настоящей работе. Моделирование выполнялось с использованием программного комплекса TEMIS (Beicip Franlab). Анализ состава и мощностей сейсмостратиграфических комплексов, выделенных на разрезах МОГТ, косвенная региональная оценка вероятного наличия и мощности средне- и верхнепалеозойских толщ, времени и масштабов денудации позволили получить динамические модели погружений для разрезов различных районов. Графические представления двух таких реконструкций приведены на рис. 1.

В условиях преимущественно карбонатного разреза и, как следствие, отсутствия возможности прямых замеров R_0 оценка зрелости ОВ проводилась люминесцентно-битуминологическим методом и методом Rock-Eval в ИНГГ СО РАН (лаборатория А.Н. Фомина). В условиях низких содержаний $C_{орг}$ (деся-

тые доли % в целом по разрезу, за исключением райгинско-пайдугинской толщи и редких глинистых прослоев, где средние значения превышают 1%) и наличия аллохтонной примеси к значениям выхода новообразованных углеводородов (пик S_2) и оценкам T_{max} нужно относиться осторожно. Тем не менее как элементный состав керогена, так и данные пиролиза свидетельствуют о полноте реализации нефтегенерационного потенциала в большей части венд-кембрийских толщ [6–8]. Модельная палеотемпературная и катагенетическая (расчетные значения R_0) зональность, а также выделенные по известным соотношениям зоны генерации нефти и газа показаны на рис. 1.

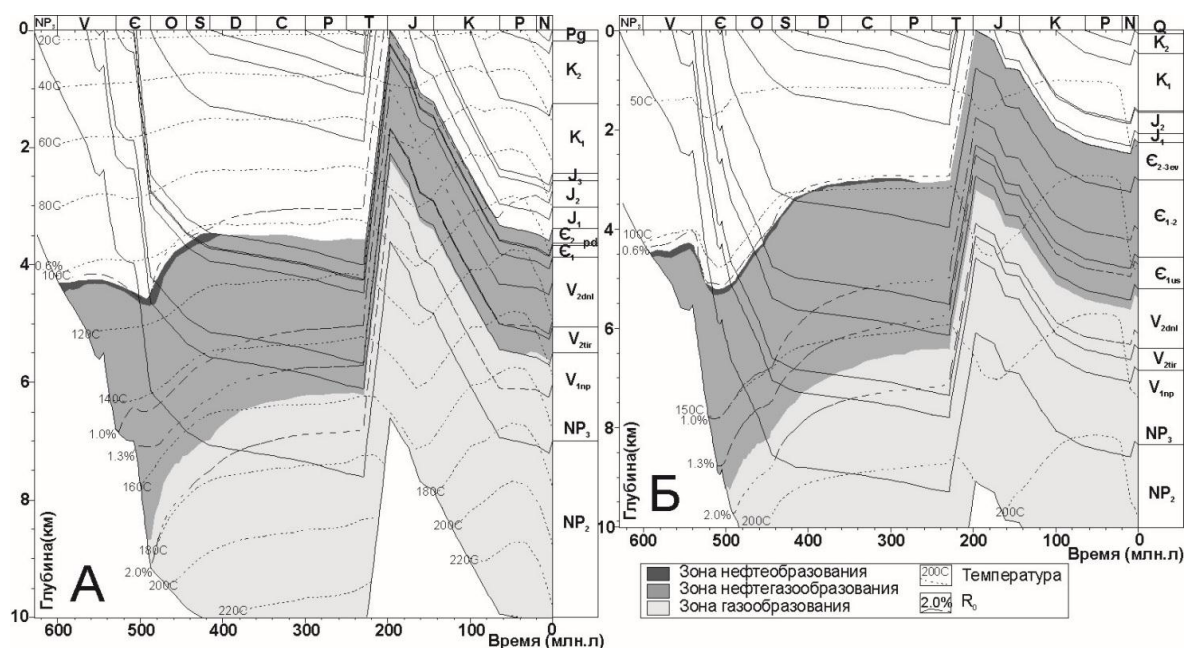


Рис. 1. Графики погружений осадочных комплексов, температур, зрелости ОВ и зон нефтегазообразования по результатам моделирования для различных районов бассейна: А) скв. Восток-3; Б) скв. Восток-4

На графике видно, что в западной части бассейна (скв. Восток-3) процесс генерации нефти мог продолжаться с венда (для рифейских нефтематеринских толщ) до девона (для среднекембрийских) на глубинах около 4 км. В восточных частях для эвенкийского уровня он мог продолжаться до перми. В процессе дальнейших вертикальных движений и катагенетических преобразований ОВ кембрийских и верхневендских толщ на западе бассейна оказалось в промежуточной зоне нефтегазообразования (конденсат и жирный газ), а нижневендские и рифейские – в глубинной зоне сухого газа (рифейские уже с кембрия-ордовика). В восточной части все докембрийские отложения находились в глубинной зоне генерации сухого газа, начиная с силура и заканчивая триасовым временем, а в зоне смешанного нефтегазообразования остались только кембрийские комплексы.

Для получения более наглядной картины процессов генерации УВ были выполнены модельные расчеты для двух потенциально нефтематеринских толщ – рифейской и пайдугинской (нижний-средний кембрий) в районе скв.

Восток-3. При этом надо иметь в виду, что имеющиеся на сегодня данные не позволяют корректно выполнить точные оценки объема генерированных УВ. В модель были заложены условные (исходя из внешних аналогий) первичные параметры. Соответственно, оценка масштабов генерации может быть представлена только в условных единицах. На рис. 2 представлены графики интенсивности процессов генерации в этих толщах с дифференциацией по фазовому составу. Видно, что основной пик генерации УВ для рифейских толщ (при наличии в них нефтематеринских пород) должен начаться с венда и закончиться к ордовика (нефть) и мезозою (газ). Для пайдугинской толщи процесс нефтегазообразования мог начаться с ордовика и протекать вплоть до триаса, когда началась глобальная перестройка во время пфальцской фазы герцинского тектонического цикла. Кроме того, небольшой вторичный пик нефтегазообразования отмечается для этого уровня уже в мелу и палеогене.

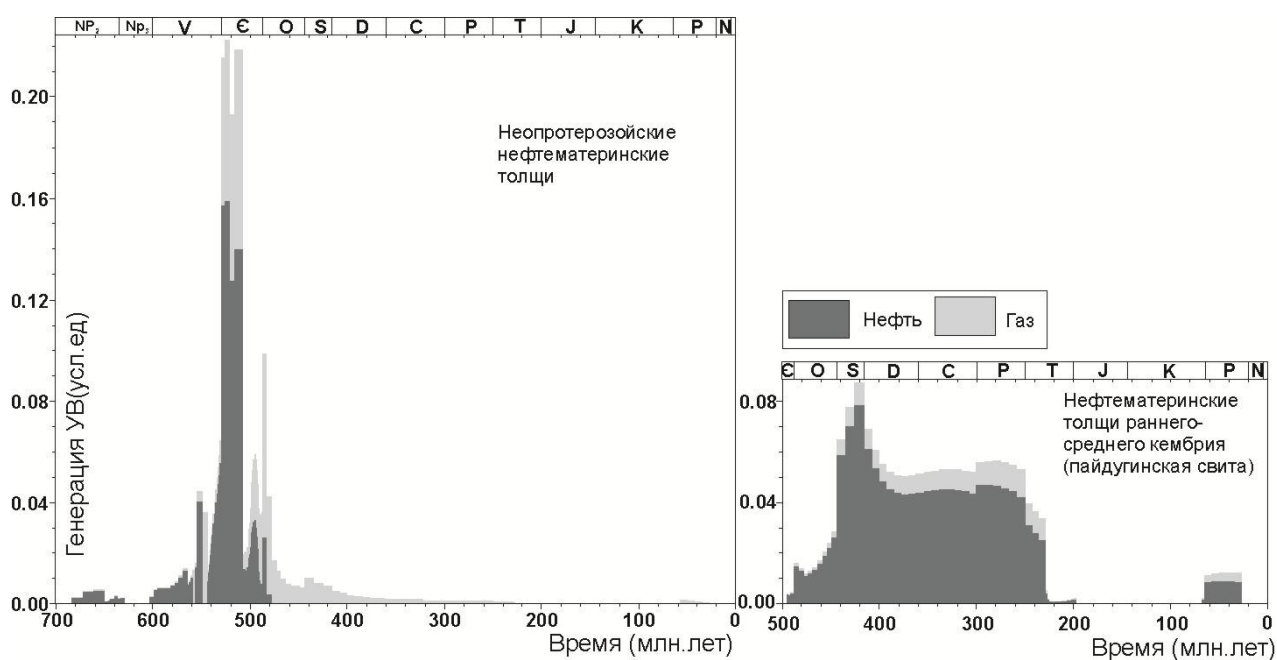


Рис. 2. Графики генерации УВ потенциально нефтематеринских толщ по результатам моделирования в скв. Восток-3

Возможно, именно этот факт и отвечает на вопрос о фиксируемом сосуществовании в изученных разрезах нафтидов различного генезиса и различной степени вторичной преобразованности, как доведенных до стадии антраксолитов, так и битумоидов, содержащих мигрантспособные углеводороды. Судя по приведенной модели, первые – продукты метаморфизма раннее образованных нафтидов, вторые – продукты поздних стадий катагенеза, как оставшегося первичного рассеянного ОВ, так и тяжелых компонентов нафтидов, образованных в процессе фазовой дифференциации.

Из этого можно сделать вывод о типах потенциальных залежей в бассейне: во-первых, это могут быть остаточные залежи тяжелых смолистых нефтей, во-вторых – конденсатного и сухого газа.

В заключении отметим, что значительные объемы генерированных УВ (особенно докембрийских) могли быть подвергнуты не только значительному метаморфизму, но и масштабной деструкции в триасовое время, когда амплитуда вертикальных движений достигала 4 км и большая часть палеозойского разреза (а в некоторых районах включая весь кембрий) была денудирована. Находящиеся восточнее благоприятные зоны для нефтегазонакопления (резервуары в рифогенных карбонатах) могли сыграть свою положительную роль только при наличии более древних (довендских?) нефтематеринских толщ. Поскольку этот вопрос на сегодня не решен, выполнить корректно количественную оценку масштабов нефтегазообразования в бассейне затруднительно.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Предъенисейская нефтегазоносная провинция – новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, Ю. Ф. Филиппов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 9–23.
2. Филиппов Ю. Ф., Сараев С. В., Коровников И. В. Стратиграфия и корреляция кембрийских отложений Предъенисейского осадочного бассейна Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, №5–6. – С. 891–905.
3. Венд Предъенисейского осадочного бассейна (юго-восток Западной Сибири) / Д. В. Гражданкин, А. Э. Конторович, В. А. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56, № 4. – С. 718–734.
4. Филиппов Ю. Ф. Сейсмогеологическая модель верхнепротерозойско-палеозойских комплексов Предъенисейского осадочного бассейна на востоке Западной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X 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, 8–18 апреля 2014 г.). – Новосибирск : СГГА, 2014. Т. 1. – С. 176–181.
5. Филиппов Ю. Ф. Перспективы нефтегазоносности Предъенисейского осадочного бассейна // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 35–45.
6. Конторович А. Э., Костырева Е. А. Нафтиды кембрия Предъенисейской субпровинции // Геология нефти и газа. – 2011. – Т. 52, № 5. – С. 73–77.
7. Геохимия органического вещества кембрия Предъенисейской субпровинции Сибири (по результатам бурения скважин Восток-1 и Восток-3) / А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, С. В. Сараев и др. // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 6. – С. 737–750.
8. Литология и органическая геохимия венда Предъенисейской субпровинции (по результатам бурения скв. Восток-3) / А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, С. В. Сараев и др. // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 9. – С. 1213–1221.
9. Филиппов Ю. Ф. Геодинамическая эволюция Предъенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири // 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. 150–155.
10. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы / А. Э. Конторович, А. Н. Изосимова, А. А. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 52, № 8. – С. 166–195.

© Ю. Ф. Филиппов, Л. М. Буриштейн, 2017

ПЕРИОДИЗАЦИЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ, ЛЕНО-АНАБАРСКОЙ И ЛАПТЕВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Яна Владиславовна Садыкова

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, тел. (383)363-80-44, e-mail: SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

Приводятся результаты изучения гидрогеологической истории северо-восточных районов Сибирской платформы. Выделено восемь гидрогеологических циклов (рифейско-эдиакарский, немакит-далдынский-пражский, эмско-казанский, уржумско-раннеоленинский, позднеоленинский-рэтский, геттангско-датский, зеландско-пьяченцкий и плейстоцен-голоценовый), подразделяющихся на инфильтрационные и элизионные этапы. Дана краткая характеристика палеогеографических обстановок, палеосреды и гидродинамического режима бассейна.

Ключевые слова: периодизация гидрогеологической истории, элизионный и инфильтрационный этапы, гидрогеологические циклы, северо-восточная часть Сибирской платформы.

THE PERIODIZATION OF HYDROGEOLOGICAL HISTORY OF ANABAR-KHATANGA, LENA-ANABAR AND LAPTEV OIL AND GAS AREAS

Yana V. Sadykova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)363-80-44, e-mail: SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

The results of hydrogeological history analysis of Siberian platform northeastern part are done. The eight hydrogeological cycles were allocated: Riphean-Ediacaran, Upper Vendian-Pragian, Emsian-Roadian, Wordian-Lower Olenekian, Upper Olenekian -Rhaetian, Hettangian-Danian, Selandian-Piacenzian and Pleistocene-Holocene. All cycles were separated up into infiltration and elision stages. The summary description of paleogeography, paleoenvironment and hydrodynamic regime are presented.

Key words: periodization of hydrogeological history, infiltration and elision stages, hydrogeological cycles, northeastern part of Siberian platform.

При палеогидрогеологических исследованиях нефтегазоносных бассейнов важное место занимает периодизация гидрогеологической истории, заключающаяся в выделении гидрогеологических циклов и этапов. Составление схемы периодизации позволяет оценить особенности гидрогеологического режима в различные эпохи и выбрать наиболее интересные объекты для детальных палеогидрогеологических построений.

Регион исследования расположен на севере-востоке Сибирской платформы (Красноярский край и Республика Саха (Якутия)), а объектом был выбран палеозойско-кайнозойский осадочный чехол, покрывающий архейско-раннепротерозойский дислоцированный фундамент. В течение эволюции осадочного бассейна многократно чередовались периоды морских трансгрессий и регрес-

сий, что отразилось и на гидрогеологической истории – в смене инфильтрационного и элизионного водообменов.

Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская и Лаптевская НГО развивались совместно практически на протяжении всей эволюции осадочного бассейна, за исключением пермско-триасового времени. Анализ истории развития Анабаро-Хатангской НГО позволил выделить 8 гидрогеологических циклов, которые начинались с элизионного и заканчивались инфильтрационным гидрогеологическим этапом образования пластовых вод. Снизу вверх по разрезу выделяются рифейско-эдиакарский, немакит-далдынский-пражский, эмско-казанский, уржумско-раннеоленинский, позднеоленинский-рэтский, геттангско-датский, зеландско-пьяченцкий и плейстоцен-голоценовый. В Лено-Анабарской и Лаптевской НГО обособляется также восемь гидрогеологических циклов, но вместо эмско-казанского, уржумско-раннеоленинского, позднеоленинского-рэтского выделяются, соответственно, эмско-гжельский, ассельско-карнийский, норийско-рэтский.

Гидрогеологическая история региона начинается с архея и нижнего протерозоя, когда земная поверхность была представлена магматическими породами фундамента, приподнятыми и выравненными денудационными процессами [1]. Довольно интенсивно происходили процессы размыва, переноса и аккумуляции осадков. На возвышенных участках под воздействием экзогенных процессов возникли мощные коры выветривания, что объясняется существованием высоких температур, большого количества влаги и свободного кислорода в атмосфере. Можно предположить проникновение на значительную глубину пресных инфильтрогенных вод метеогенного происхождения с минерализацией до $0,5 \text{ г/дм}^3$ и преобладанием в составе ионов HCO_3^- и Ca^{2+} .

В конце раннего рифея произошло погружение территории и трансгрессия морского бассейна. Это ознаменовало начало рифейско-эдиакарского гидрогеологического цикла в регионе, который практически полностью оказался затоплен мелким морем со смешанной глинисто-карбонатной седиментацией, которое углублялось в северо-западном направлении. Климат был аридный, о чем свидетельствуют красноцветные осадки, происходило бурное развитие органического мира. В образовавшихся ранее осадочных породах началось накопление седиментогенных вод [1].

В начале венда произошла повторная трансгрессия моря, на что указывает размыв и угловое несогласное залегание вендских пород на рифейских. Большое количество гипсов на юго-западном склоне Анабарского массива позволяет предположить застойный гидродинамический режим в юго-восточной части территории: существование закрытого моря или залива внутреннего шельфа с аномальной соленостью. Предполагается, что из-за аридного климата могла резко возрасти соленость морских вод до 38 г/дм^3 , а в обстановках лагун и закрытых морей могла достигать $60\text{--}70 \text{ г/дм}^3$. На юге региона обособлялась область континентального осадконакопления, представленная холмистой и низменной равнинами, где преобладали процессы инфильтрации атмосферных вод.

Новая волна трансгрессии в немакит-далдынское время ознаменовала начало нового гидрогеологического цикла. В течение всего кембрия в регионе существовал морской режим осадконакопления [1]. В акватории окраинных морей располагались многочисленные острова, которые окаймлялись низменными побережьями с большим числом лагун и дельт рек. Соленость морских вод в лагунах и окраинных морях периодически повышалась в результате отделения их от открытого моря и способствовала накоплению мощных толщ каменных и калийных солей, гипсов и ангидритов.

В начале ордовика на большей части территории образовалась периодически осушаемая прибрежно-морская равнина, где накапливались инфильтрационные воды и протекали процессы испарения морских вод, поступающих во время ингрессий [1]. В северной части Анабаро-Хатангской НГО находились прибрежная зона и мелкая часть шельфа, где захоранивались талассогенные воды с минерализацией 36–37 г/дм³ хлоридного натриевого состава.

В силурийское время рассматриваемый регион был представлен низменной и холмистой равнинами [6]. На приподнятой поверхности активно протекали процессы эрозии, которые способствовали накоплению пресных инфильтрационных вод атмосферного генезиса с минерализацией до 0,5 г/дм³ преимущественно гидрокарбонатного кальциевого состава.

К началу девонского периода начавшаяся в позднем силуре регрессия достигла своего максимума. В южной и западной частях региона господствовало континентальное осадконакопление, преобладали обстановки холмистой и низменной равнины, где активно протекали процессы эрозии [6]. Анабарская равнина являлась основным источником сноса, и на ней по-прежнему накапливались пресные инфильтрационные воды с минерализацией до 2 г/дм³. Анабаро-Хатангская НГО была представлена обширной низменной равниной, периодически затапливаемой морем [2]. В ее пределах существовал замкнутый или полужамкнутый внутришельфовый бассейн (до фамена), в котором господствовал затрудненный водообмен, вследствие чего его заполняли воды повышенной солености, достигающей 50 г/дм³, хлоридного натриевого и хлоридного магниевого состава.

В эмском веке произошла мощная трансгрессия. В северо-восточной части региона располагался мелководный бассейн, в котором отлагались карбонатно-глинистые осадки и были распространены соленые талассогенные воды с минерализацией 34–35 г/дм³. В пределах Анабаро-Хатангской НГО происходило интенсивное соленакопление, здесь располагался закрытый шельф, который при потере связи с морем превращался в лагуну, где существовала рассольная рапа с минерализацией, достигающей до 330 г/дм³ в стадии садки галита. Аналогичные обстановки существовали в регионе до конца девонского периода [2].

Турнейский век каменноугольной эпохи характеризовался обширной трансгрессией. Ее максимум приходился на вторую половину века. Мелководное море занимало большую часть описываемой территории. Совместно с богатыми фауной известковистыми илами здесь захоранивались соленые талассогенные воды с минерализацией 35–37 г/дм³ хлоридного натриевого и хлоридно-

го магниевого состава. На юго-западе региона и в пределах Анабаро-Хатангской НГО в условиях мелкого шельфа образовывались органогенные известняки. А на севере территории формировались относительно более глубоководные отложения, вместе с которыми отлагались соленые талассогенные воды с минерализацией 34–35 г/дм³. В пределах Лено-Анабарской НГО располагалась аллювиальная равнина, где были распространены пресные инфильтрационные метеогенные воды с минерализацией до 2 г/дм³. В этой части региона начался инфильтрационный этап развития бассейна.

В начале башкирского века морской бассейн подвергся сильной регрессии, значительно сократилась площадь распространения мелководно-морских отложений и, соответственно, увеличилась площадь, занимаемая сушей на юге региона. Регрессия продолжалась до конца периода. На Анабарской равнине господствовали аллювиально-озерные обстановки, которые по направлению к берегу сменялись низменными аккумулятивными и прибрежными равнинами [2]. Выведенные на дневную поверхность морские отложения в пределах прибрежно-морской равнины подверглись разрушению. Здесь захоранивались солоноватые до соленых воды с минерализацией от 5 до 34 г/дм³ гидрокарбонатного кальциевого и хлоридного натриевого состава. В это время начался инфильтрационный этап развития на Анабаро-Хатангской НГО.

В начале пермского периода произошла трансгрессия морского бассейна. Лено-Анабарская и Лаптевская НГО оказались частично затоплены мелким морем, начался новый гидрогеологический цикл – ассельско-карнийский. Очертания континентальных областей практически не изменились. Незначительно уменьшилась площадь распространения аллювиально-озерных отложений, в пределах которых захоранивались инфильтрационные пресные и солоноватые воды с минерализацией от 0,5 до 5 г/дм³ преимущественно гидрокарбонатного кальциевого состава. Северная окраина континента в это время медленно погружалась, вследствие чего сформировалась озерно-болотистая равнина, в пределах которой накапливались осадки, богатые органическим веществом. Аллювиально-озерно-болотную равнину оконтуривала прибрежно-морская равнина. Трансгрессия усиливалась до конца ранней перми, и площадь мелководного бассейна увеличилась в северной части региона, но частая смена кратковременных трансгрессий и регрессий в это время сказались на опресненном характере водоема [5]. В среднепермское время произошла регрессия, существенно увеличилась площадь периодически затопляемой равнины, образовалась Хатангская низменность, охватывающая всю центральную часть региона.

В начале уржумского века Хатангская низменность оказалась частично затоплена мелким морем вследствие начавшейся трансгрессии, что дало начало новому циклу – уржумско-раннеоленинскому в Анабаро-Хатангской НГО, на юге региона по-прежнему преобладали континентальные условия осадконакопления [2]. В конце позднепермской эпохи началась регрессия моря, которая продолжилась в начале триасового периода.

В индском веке на большей части Анабаро-Хатангской НГО существовали континентальные обстановки осадконакопления и преобладали процессы ин-

фильтрации атмосферных вод. В пределах Лено-Анабарской и Лаптевской НГО образовался закрытый залив типа лагуны с застойным гидродинамическим режимом, унаследованный от пермского бассейна. В конце индского – начале оленекского веков произошла трансгрессия моря, которое продвигалось вглубь континента, затапливая наиболее погруженную часть территории – Хатангский залив. В пределах исследуемого региона установились нормальные морские условия [3].

В конце триасового периода началась регрессия, в рэтском веке на всей территории исследования установился континентальный режим осадконакопления и повсеместно протекал инфильтрационный этап развития бассейна. Суша представляла собой обширную аллювиально-озерную равнину, обрамленную Хатангской низменной аккумулятивной равниной с северной стороны [3]. В Нордвикском районе располагался внутриконтинентальный опресненный бассейн. В это время на территории исследования вместе с аллювиальными отложениями захоранивались пресные и солоноватые воды с минерализацией 0,5–5 г/дм³ гидрокарбонатного кальциевого состава.

В геттанге и синемюре начало трансгрессии привело к образованию мелководного Ленского пролива восточной части территории исследования [3]. Вместе с мелководно-морскими осадкам здесь начали захораниваться воды с минерализацией до 35 г/дм³ преимущественно хлоридного натриевого состава. Мелководно-морской бассейн был обрамлен с севера и юга денудационной равниной и аллювиальной равнинами. В пределах возвышенных частей рельефа проникали пресные метеогенные воды с минерализацией до 0,5 г/дм³ гидрокарбонатного кальциевого состава, а в пределах аллювиальной равнины соленость достигала 2 г/дм³. В это время начался элизионный этап геттангско-датского цикла в Лено-Анабарской и Анабаро-Хатангская НГО.

В плинсбахское время трансгрессия получила дальнейшее развитие: море затапливало наиболее погруженную центральную часть региона, а с северной и южной стороны оно было ограничено крутыми склонами денудационных равнин. Соленость морского бассейна была близка к нормально-морской, и в его пределах захоранивались воды с минерализацией до 30 г/дм³ преимущественно хлоридного натриевого состава. В течение ниже-среднеюрского времени площадь мелководно-морского бассейна закономерно расширялась за счет затопления прибрежных частей суши. В позднеюрское время площадь суши значительно сократилась и стала более дифференцированной. Прибрежная равнина с юга обрамляла существенно расширившийся в южном направлении Ленский залив. В пределах Средне-Сибирской суши расширилась площадь аллювиально-озерной равнины. Анабарская возвышенность представляла собой денудационную равнину и являлась основным источником сноса. Хатангский пролив в центральной части региона стал более глубоководным [3].

В валанжинское время регрессия, начавшаяся в конце юрского времени, получила дальнейшее развитие, продолжалось воздымание рельефа Сибирской платформы, увеличилась площадь континентального осадконакопления. В пределах исследуемой территории начался инфильтрационный режим развития.

Бассейн постепенно мелел и образовывалась обширная прибрежная равнина, переходящая в низменную аккумулятивную, озерно-аллювиальную равнину. Сибирская платформа представляла собой возвышенную денудационную равнину с редким растительным покровом. В готерив-сеноманское время в пределах региона также преобладал континентальный режим осадконакопления: происходило постоянное чередование обстановок аллювиально-озерной, низкой аккумулятивной и прибрежной равнин [3].

В палеогеново-неогеновое время осадконакопление носило мозаичный характер. На большей части территории превалировали процессы эрозии, разрушающие накопившиеся ранее осадки. В плейстоцене характерными событиями были неоднократные оледенения, чередовавшиеся с морскими ингрессиями. Четвертичные отложения представлены различными генетическими типами отложений, но преобладали континентальные обстановки и процессы инфильтрации атмосферных вод [4].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Атлас литолого-палеографических карт СССР : в 4 т [Карты]. Докембрий, кембрийский, ордовикский и силурийский периоды / под ред. А. П. Виноградова. – М. : Всесоюзный аэрографический трест М-ва геологии СССР, 1968. – Т. 1. – 55 л.
2. Атлас литолого-палеографических карт СССР : в 4 т [Карты]. Девонский, каменноугольный и пермский периоды / под ред. А. П. Виноградова. – М. : Всесоюзный аэрографический трест М-ва геологии СССР, 1969. – Т. 2. – 68 л.
3. Атлас литолого-палеографических карт СССР : в 4 т [Карты]. Триасовый, юрский и меловой периоды / под ред. А. П. Виноградова. – М. : Всесоюзный аэрографический трест М-ва геологии СССР, 1968. – Т. 3. – 77 л.
4. Волкова В. С. Геологические этапы развития Приобского арктического шельфа в Западной Сибири в палеогене и неогене // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 4. – С. 619–633.
5. Грамберг И. С. Палеогидрогеохимия терригенных толщ. – Л. : Недра, 1973. – 172 с.
6. Тесаков Ю. И. Силурийский бассейн Восточной Сибири. Бассейновая палеогеография. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2014. – Т. 3. – 389 с.

© Я. В. Садыкова, 2017

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ РАССОЛОВ В ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ АНАБАРО-ХАТАНГСКОГО БАСЕЙНА

Анатолий Витальевич Черных

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант геолого-геофизического факультета, e-mail: tolyachernykh@gmail.com

Современные пластовые воды девонского комплекса на территории Анабаро-Хатангского бассейна относятся к хлоридному натриевому типу с величиной общей минерализации от 220 до 287 г/дм³. В раннем и среднем девоне на территории исследования происходило интенсивное соленакопление в лагунных условиях и при потере связи с открытым океаном соленость сингенетических вод достигала 330 г/дм³. Схожие условия седиментации в настоящее время наблюдаются в сабхах Синайского полуострова и Красного моря.

Ключевые слова: рассолы, девон, галогенная формация, Анабаро-Хатангский бассейн, палеогидрогеохимические реконструкции.

FORMATION FEATURES OF BRINES IN THE DEVONIAN DEPOSITS OF ANABARO-HATANGA BASIN

Anatoliy V. Chernykh

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., graduate student of geology and geophysics department, e-mail: tolyachernykh@gmail.com

Modern formation waters of the Devonian complex in Anabar-Khatanga Basin belong to the sodium chloride type with the value of total mineralization of 220 to 287 g dm³. In the early and middle Devonian, intense salt accumulation occurred in the lagoon in the study area, and with loss of communication with the open ocean, the salinity of syngenetic waters reached 330 g/dm³. Similar sedimentation conditions currently observed in Sabha Sinai Peninsula and the Red Sea.

Key words: brines, Devon, halogen formation, Anabar-Khatanga basin, paleohydrogeochemical reconstruction.

Рассолы являются доминирующим компонентом подземной гидросферы, составляя более 95–99 % ее массы. Поэтому выяснение закономерностей их формирования имеет глобальное значение и является одной из фундаментальных проблем современной гидрогеохимии, которая длительное время обсуждалась в трудах В. А. Сулина, М. Г. Валяшко, Н. И. Толстихина, М. Б. Букаты и А. С. Лейна, В. В. Руби, П. Сонненфельда.

Формирование седиментационных рассолов связано с процессами сгущения и концентрирования морской воды. М. Г. Валяшко (1962) выделяет восемь стадий испарительного сгущения морской воды: известняковая ($M = 15\text{--}36$ г/дм³); доломитовая ($M = 72\text{--}85$ г/дм³); гипсовая ($M = 135\text{--}150$ г/дм³); галитовая ($M = 320$ г/дм³); эпсомитовая ($M = 400$ г/дм³); сильвинитовая ($M = 410$ г/дм³); карналлитовая ($M = 440$ г/дм³); бишофитовая ($M = 522$ г/дм³) [1].

Основной солью, осаждающейся при испарении морской воды, является галит NaCl. Увеличение минерализации и плотности рассола происходит за

счет появления в нем все более растворимых соединений. Сульфатно-хлоридная натриевая морская вода на стадии осаждения гипса становится хлоридной магниевой-натриевой, эпсомита – сульфатно-хлоридной натриево-магниевой, карналлита – хлоридной магниевой. Такой состав сохраняется и на заключительной эвтонической стадии галогенеза, когда из раствора осаждается бишофит, а сам эвапоритовый бассейн прекращает свое существование [2].

В пределах Арктической части РФ Анабаро-Хатангский бассейн (АХБ), расположенный в северо-восточной части Красноярского края и северо-западной части республики Саха (Якутия), является примером широкого распространения высококонцентрированных рассолов выщелачивания. Рассмотрение особенностей состава подземных вод и их условий формирования поможет лучше понять процессы галогенеза, протекавшие в девонскую эпоху.

Гидрогеологические исследования на его территории ведутся с 1920-х годов. В период с 1942 по 1980 годы были проведены широкомасштабные исследования гидрогеологических условий, гидрогеохимии и криогенной толщи коллективами Института мерзлотоведения, Института геологии Арктики и Красноярского геологического управления и приведены в работах П. Д. Сиденко, М. К. Калинко, И. П. Зайцева, В. И. Гуревича, Г. Д. Гинсбурга и др.

На территории Анабаро-Хатангского бассейна, по данным бурения, установлено 11 гидрогеологических комплексов, возрастом от рифейского до кайнозойского. Крепкие рассолы хлоридного натриевого состава распространены в отложениях девонского, каменноугольного, пермского и триасового комплексов, с общей минерализацией до 320 г/дм³. Основной причиной образования рассолов на исследуемой территории являются процессы выщелачивания девонской галогенной формации Северо-Сибирского солеродного бассейна, которая прослеживается на территории мобильных краевых платформ (Нордвик-Хатангская, Норильская), хребта Сетте-Дабан.

Мощность девонских отложений на территории исследования достигает 1000 м. Комплекс изучен бурением на Кожевниковской, Нордвикской и Улаханской площадях. Нижний девон включает в себя сопочную свиту, в составе которой мощность соленосных горизонтов достигает 500 м, вышележащая сульфатная толща имеет переменные толщины от 0 до 140 м и от 250 до 300 м на Нордвикском и Кожевниковском куполах соответственно. Вверх по разрезу залегают известняки и доломиты с фауной франкского яруса. По результатам сейсмогеологических исследований ФГУГП «Южморгеология» был выявлен соляной шток в Харатумусской впадине, высотой более 10 км, уходящий своими корнями в кембрийские отложения [3]. Средний девон вскрыт на Нордвикской площади (скв. Нордвикская-42) и представлен глинистыми известняками, доломитами, мергелями. Верхний девон характеризуется широким распространением морских сероцветных карбонатов.

По химическому составу воды девонского комплекса относятся к хлоридному натриевому типу (по С. А. Щукареву) с величиной общей минерализации от 220 (скв. Кожевниковская 9-К) до 287 г/дм³ (скв. Нордвикская 60-К). Значения суммы ионов натрия и калия варьируются от 84 до 120 г/дм³, кальция – 0,5–2,1 г/дм³, маг-

ния – 0,1–1,1 г/дм³. Концентрация ионов хлора изменяется в пределах 130–171 г/дм³, сульфат-иона – 0,15–1,93 г/дм³ и гидрокарбонат-иона – 0,17–4,33 г/дм³.

Для понимания процессов формирования химического состава подземных вод необходимо рассмотреть историю формирования отложений девонского комплекса на изучаемой территории. При проведении палеогидрогеохимических реконструкций АХБ в качестве основы были использованы палеогеографические карты, построенные сотрудниками ИНГГ СО РАН, и методика, предложенная Я. В. Садыковой, которая основывается на естественно-историческом подходе и использовании современных гидрохимических эталонов при выборе величины минерализации и концентраций основных компонентов солевого состава сингенетичных вод древних морских и озерно-аллювиальных бассейнов [4].

В позднесилурийское время исследуемый регион представлял собой возвышенную сушу, в пределах которой активно протекали процессы эрозии и денудации, преобладал инфильтрационный водообмен, повсеместно захоранивались пресные метеогенные воды гидрокарбонатного кальциевого состава. Суша была окаймлена с севера и запада мелководным шельфом, где в обстановках закрытого шельфа накапливались доломитовые и доломито-глинистые осадки и протекали процессы испарения морской воды. Подобные обстановки просуществовали до начала эмского века, который связан с началом обширной трансгрессии.

Среднедевонская эпоха характеризуется преимущественно морским осадконакоплением. Максимуму трансгрессии соответствует морская карбонатная толща юктинской свиты. Интенсивное соленакопление в Нордвикской части бассейна происходило в эмское-эйфельское время. В ее пределах захоранивались воды с минерализацией, достигающей до 330 г/дм³, хлоридного натриевого, хлоридного кальциевого и хлоридного магниевого состава (рис. 1). На юго-востоке территории преобладали обстановки низменной равнины. Здесь накапливались пресные и солоноватые инфильтрационные воды с минерализацией 0,5–2 г/дм³ с преобладанием в составе ионов Ca^{2+} и HCO_3^- . На остальной территории АХБ существовал мелководный бассейн, где соленость вод достигала 30–35 г/дм³ и в составе преобладали ионы Cl^- и Na^+ . В позднем живете наблюдался регрессивный этап развития бассейна.

С франского века начался новый трансгрессивный этап, в течение которого морской бассейн расширился и море заняло большую часть Средне-Сибирской суши. В наиболее открытых частях бассейна накапливались карбонатные осадки и вместе с ними захоранивались солоноватые воды с минерализацией 5–15 г/дм³ с преобладанием в составе ионов Cl^- и Na^+ . В фамене регрессия охватила все бассейны севера Сибири, обстановки стали более мелководными, Нордвикский купол представлял собой карбонатную платформу, и в его пределах накапливались доломиты и известняки.

Солеродный девонский бассейн оказал большое влияние на дальнейшее формирование компонентного состава и величины минерализации подземных вод для более молодых отложений каменноугольного, пермского и особенно триасового возраста.

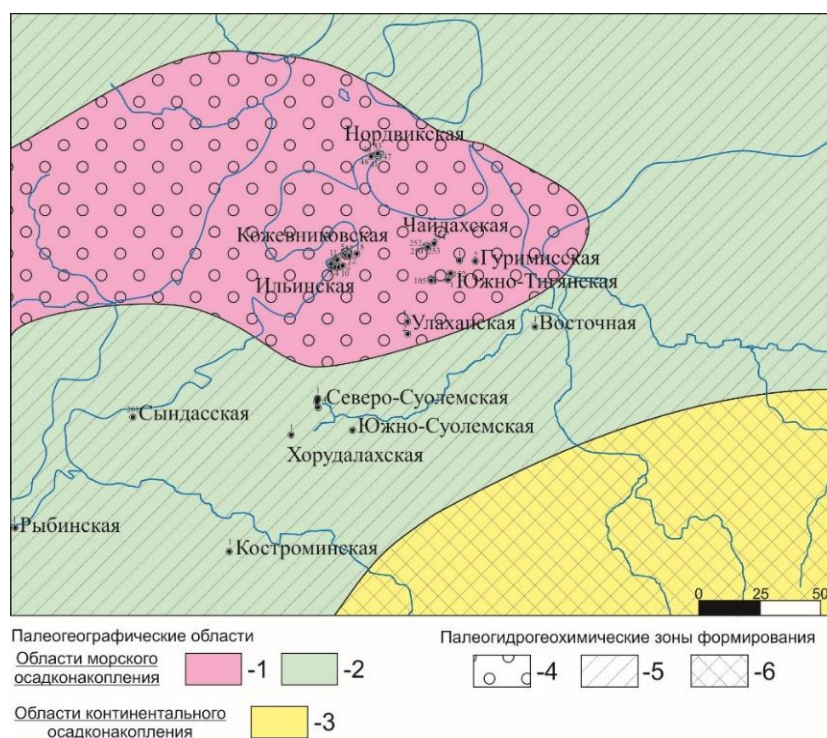


Рис. 1. Палеогидрогеохимическая карта на эмское-эйфельское время (ранний-средний девон) (палеогеографическая основа по данным ИНГГ СО РАН):

1 – замкнутый бассейн, лагуна, прибрежная себха, солончак или соленое озеро; 2 – море, мелкая часть шельфа и прибрежная зона; 3 – аллювиально-озерная равнина (20–100 м); 4 – рассольные воды с минерализацией 50–330 г/дм³, при повышенном содержании Ca^{2+} и Cl^- при повышенном содержании Na^+ ; 5 – соленые воды с минерализацией 35–50 г/дм³ с преобладанием в составе ионов Cl^- и Na^+ ; 6 – пресные и солоноватые инфильтрационные воды с минерализацией 0,5–2 г/дм³ с преобладанием в составе ионов Ca^{2+} и HCO_3^- .

Для понимания механизмов формирования современного химического состава подземных вод АХБ необходимо рассмотреть гидрогеохимические процессы, протекающие при соленакоплении в аридном и семиаридном климате.

Схожие условия седиментации в настоящее время наблюдается в сабхах Ближнего Востока. Анализ особенностей химического состава поверхностных вод сабх Абу-Даби, Джедда, Джизан, Бардавил выявил характер изменения содержания основных ионов в зависимости от величины их общей минерализации. Отмечается рост значений коэффициента $r\text{Na}/r\text{Cl}$ с ростом минерализации вплоть до стадии садки галита (320 г/дм³). Затем его значения снижаются на стадиях садки сильвина, карналлита и бишофита в АХБ, сабхах Бардавил, Абу-Даби.

В сабхах бассейнов Джизан и Джедда коэффициент $r\text{Na}/r\text{Cl}$ ниже значений стадий садки кальцита, доломита, гипса и галита. В целом значения коэффициента $r\text{Na}/r\text{Cl}$ во всех типах вод колеблется от 0,70 до 0,95 до стадии садки гипса, затем увеличивается до стадии садки галита и при достижении минерализации 300–320 г/дм³ уменьшается до 0,2 (рис. 2).

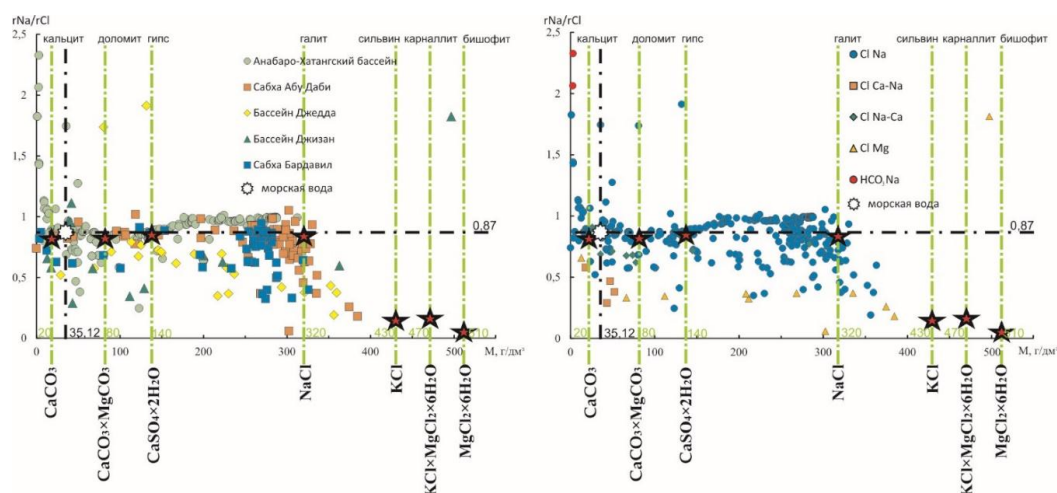


Рис. 2. Зависимость генетического коэффициента rNa/rCl от величины общей минерализации рассолов

Как видно из графика, за счет процессов выщелачивания в настоящее время в рассолах преобладают ионы хлора и натрия, как следствие, в сабхе Бардавил отлагается галит, а в сабхах Джизан, Абу-Даби и Джедда преобладают ионы магния и начинает отлагаться сильвин. Изменения в химическом составе вод и поведение основных генетических коэффициентов в целом схожи в АХБ и сабхах Джедда и Бардавил, где отлагаются гипсовые строматолиты и галитовые шевроны [5].

Таким образом, солеродный бассейн, существовавший в раннем девоне, оказал основное влияние на современный химизм подземных вод в районах распространения солянокупольных структур Анабаро-Хатангского бассейна. Изучение современной гидрогеохимии показало, что за счет генетического типа рассолов выщелачивания, их высокой минерализации и при условиях затрудненного водообмена в районе исследований формируется инверсионный тип вертикальной гидрогеохимической зональности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Валяшко М. Г. Геохимические закономерности формирования месторождений калийных солей. – М. : Изд-во МГУ, 1962. – 398 с.
2. Носарева С. П. Формирование и геохимические особенности рассолов южного Предуралья : дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Пермь, 2007. – 166 с.
3. Новые данные о строении Анабаро-Хатангской седловины (в пределах акватории Хатангского залива) / А. П. Пронкин, В. И. Савченко, Б. В. Шумский, Л. Б. Мейснер // Природные ресурсы Красноярского края. – 2011. – № 11. – С. 56–60.
4. Садыкова Я. В. Методика восстановления солевого состава вод мезозойских бассейнов с терригенной седиментацией // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами : материалы II Всероссийской научной конференции с международным участием. – Владивосток, 2015. – С. 126–129.
5. Rushdi J. Taj, Mahmoud A. Aref. Hydrochemistry, evolution, and origin of brines in supratidal saline pans, south Jeddah, Red Sea coast, Saudi Arabia // Arab J Geosci. – 2015. – N 8. – P. 8835–8851.

© А. В. Черных, 2017

БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРХНЕОРДОВИКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНЕ ГАИНДИНСКАЯ-3

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

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

На основе новых палеонтологических данных дается уточнение положения нирундинского и баксанского горизонтов в скважине Гаиндинская-3. Предлагаются новые объемы усть-столбовой, мангазейской и долборской свит в скважине Гаиндинская-3. Проведен фациальный анализ верхнеордовикских отложений Южно-Тунгусской структурно-фациальной зоны.

Ключевые слова: верхний ордовик Сибирской платформы, баксанский, долборский, нирундинский горизонты, биостратиграфия, трилобиты, остракоды, брахиоподы, конодонты, усть-столбовая, мангазейская, долборская свиты.

BIOSTRATIGRAPHY OF UPPER ORDOVICIAN DEPOSITS IN GAINDINSKAYA-3 WELL

Alexander V. Timokhin

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

Taras V. Gonta

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

The new paleontologic data presented in this paper allowed to refine the position of the Nirundian and Baksanian horizons in Gaindinskaya-3 well, with new volumes of depositional sequences identified for the Ust-Stolbovaya, Mangazeya and Dolbor formations. Facies analysis was done for Upper Ordovician deposits of the South-Tunguska structural-facies zone.

Key words: Upper Ordovician of the Siberian platform, Baksanian, Dolborian and Nirundian horizons, biostratigraphy, trilobites, ostracods, brachiopods, conodonts, Ust-Stolbovaya, Mangazeya, Dolbor formations.

Наиболее хорошо изученные верхнеордовикские отложения на Сибирской платформе известны из Южно-Тунгусской структурно-фациальной зоны (бас-

сейн нижнего и среднего течения р. Подкаменной Тунгуски и бассейн р. Чуня). Стратотипы баксанского, долборского, нирундинского и бурского горизонтов ордовикских отложений Сибирской платформы, а также парастратотип чертовского выбраны именно в этих разрезах, которые очень хорошо охарактеризованы разнообразными группами фауны. Стратиграфии, палеонтологии и фациальной изменчивости этих отложений посвящено большое количество работ [1]. В результате разработана региональная стратиграфическая схема [2]. Тем не менее, оценивая весь объем данных, известных для верхнеордовикских отложений этой структурно-фациальной зоны, приходится констатировать, что остался ряд вопросов, требующих решения.

1. Стратотип долборской свиты и горизонта выбран крайне неудачно. Нижняя часть стратотипа вследствие вышележащей интрузии очень плохо охарактеризована фауной. Верхняя часть стратотипа также содержит пластовые дайки и не имеет контакта с вышележащим горизонтом. Попытки предложить другой разрез для верхней части стратотипа долборского горизонта и свиты не снимает вопрос о взаимоотношении этих двух частей. Более того, в пределах Южно-Тунгуской структурно-фациальной зоны нет естественных обнажений с полным разрезом долборской свиты и горизонта. Как результат, окончательно не ясен как объем свиты, ее взаимоотношение с выше- и нижележащими свитами, так и палеонтологическая характеристика самого горизонта.

2. Фациальная изменчивость отложений верхнего ордовика, в первую очередь баксанского и долборского горизонтов, очень высока. Эта изменчивость неоднократно отмечалась разными исследователями [1, 3, 4] с выделением таких структурных единиц, как участки [4] или деление на западную и восточную зоны со своим типом разрезов [1]. С нашей точки зрения, отличия (в литологической и палеонтологической характеристике) этих отложений так велики, что возможным вариантом решения может стать выделение новых свит и, как результат, деление существующей Южно-Тунгуской структурно-фациальной зоны как минимум на две новые. Обоснование такого деления возможно исключительно при анализе всего объема ордовикских отложений данной структурно-фациальной зоны с привлечением материалов по Центрально-Тунгуской и Илимпейской структурно-фациальным зонам.

Ключевым разрезом для решения этих вопросов может служить Гаиндинская скважина-3, расположенная на правом берегу р. Восточной Гаинды, в 3 км выше устья р. Верхний Юктакон. Скважина пробурена почти со 100 % выходом керна. Общая мощность ордовикских отложений составляет несколько более 500 м. Рассматриваемые отложения расчленены на нирундинскую, долборскую, мангазейскую, усть-столбовую, чуньскую, байкитскую и пролетарскую свиты. На данный момент это единственный разрез, в котором можно проследить взаимоотношения почти всех свит Южно-Тунгуской структурно-фациальной зоны (рисунок). Краткое описание свит с приведением характерных фаунистических комплексов даны в [5]. В работе [1] приведена подробная литологическая колонка этой скважины с тем же кратким описанием свит и фаунистических комплексов.

Ордовикская		Система
Средний	Верхний	Отдел
Дарривильский	Сандбийский	Ярус
Волгинский	*	Горизонт
Устьстолобовая		Свита
390	380	Глубина
370	360	
350	340	
		Литологическая колонка



Известняки

Известняки алевро-песчанистые

Глинистые известняки

Мергели

Известняки органогенно-обломочные

Алевропесчаники

Алевролиты

Аргиллиты

Песчаники

Известковистые песчаники

Гравелиты



Гипсы



Включения пирита

* - Киренско-Кудринский
*** - Баксанский

** - Чертовской
**** - Устьстолобовая

Ордовикская		Система
Верхний		Отдел
Сандбийский	Катийский	Ярус
Баксанский		Горизонт
Мангазейская		Свита
330	320	Глубина
310	300	
290	280	
270	260	
250		
		Литологическая колонка

Ордовикская		Система
Верхний		Отдел
Катийский		Ярус
Долборский		Горизонт
Мангазейская	Нирундинская	Свита
240	230	Глубина
220	210	
200	190	
180	170	
160	150	
140		
		Литологическая колонка

Рис. Разрез ордовикских отложений в скважине Гаиндинская-3

Подробный анализ всей фауны, с учетом переопределений и всех изменений в ее стратиграфическом распространении, позволил уточнить разбивку верхнеордовикских отложений в данной скважине. Тем не менее проведение границы между баксанским и долборским горизонтами в разрезе скважины Гаиндинская-3 вызывает некоторые трудности в связи со следующим.

1. Ранее считавшиеся долборскими руководящими зональные формы *Dolborella plana* и *Bumastus sibiricus* встречаются существенно ниже границы между этими горизонтами [6].

2. Проведение границы по конодонтам также неоднозначно. Т. А. Москаленко в работе [7] указывает на то, что: 1) комплекс долборского горизонта не имеет новых видов; 2) наблюдается явная фациальная приуроченность для конодонтовых комплексов мангазейского времени – в западных разрезах (район р. Столбовая) преобладают *Culumbodina*, а в восточных (район р. Б. Нирунда) преобладают *Acanthocordylodus* и *Panderodus*; 3) долборский комплекс конодонтов резко обеднен как в количественном, так и в качественном отношении. Увеличение разнообразия и количества таксонов конодонтов происходит во второй половине долборского горизонта (при сохранении тех же баксанских форм) [1, 8]. Как результат, выделяемая зона *Acanthocordylodus festus* является акмезоной (эпиболо), а не интервал-зоной, как все остальные конодонтовые зоны, что позволяет произвольно трактовать положение ее нижней границы.

Нижнюю границу нирундинского горизонта на основании находки зональных конодонтов *Scolopodus compositus* надо проводить на глубине 173,0 м. Находка характерной долборской формы табулят *Sibiriolites sibiricus* и брахиопод *Triplisia dolborica* на глубине 236,6 м позволяет провести нижнюю границу долборского горизонта в скв. Гаиндинская-3 на этом уровне. На основании находки зональных форм остракод *Euprimitia helenae* на глубине 338,9 м нижнюю границу баксанского горизонта следует проводить фактически в середине усть-столобовой свиты.

При детальном анализе литологического состава отложений верхнего ордовика в скв. Гаиндинская-3 (усть-столобовой, мангазейской и долборской свит) обращает на себя внимание резкое отличие в составе пород, отнесенных к усть-столобовой и мангазейской свитам, от их эталонных=стратотипических разрезов, расположенных в 200 км на запад (район устья р. Столбовая, нижнее течение р. П. Тунгуска). Основываясь на общности состава отложений и их отличия от ниже- и вышележащих пород, приведены уточненные границы выделяемых здесь свит.

Нирундинская свита – интервал 165,3–134,8 м. Переслаивание светло-зеленых и кирпично-красных аргиллитов. На поверхностях напластования заметна слоистость.

Долборская свита – интервал 214,5–165,3 м. В кровле переслаивание песчаников и известняков. Песчаники серые мелкозернистые плотные, мощностью до 20 см, с известковистым цементом и включениями зерен глауконита. Известняки серые мелкокристаллические, с коричневатым оттенком, крупнокристаллические плотные. К кровле свиты известняки серые до светло-серых, от

мелко- до среднекристаллических, с тонкими прослоями известняков темно-серых глинистых, мощностью от 0,5 до 1 см, приуроченных к поверхностям напластования, образующие пятнисто-линзовидную текстуру. Встречаются кристаллы пирита и включения глауконита. Известняки светло-серые и зеленовато-серые глинистые узловатослоистые с тонкими (1–2 см) прослоями зеленовато-серых мергелей. Прослойки светло-серых органогенно-обломочных известняков (0,5–2,0 см) по интервалу распределены неравномерно.

Мангазейская свита – интервал 323,2–214,5 м. В интервале 236,6–214,5 м мергели зеленовато-серые в равномерном тонком переслаивании с крупнокристаллическими серыми и узловатослоистыми коричневатосерыми глинистыми известняками и серыми детритовыми известняками. Мощность слоев в основном до 5 см, реже 10–12 см. В интервале 286,2–236,6 м мергели и аргиллиты в основном темно-вишневые, реже зеленовато-серые тонкоплитчатые (мощность слоев – от 3 до 10 см) с редкими прослоями светло-серых крупнокристаллических и органогенно-обломочных известняков. Далее в интервале 286,2–297,3 м переслаивание зеленых мергелей и серых органогенно-обломочных и глинистых известняков. Обычная мощность прослоев от 2 до 5 см и лишь иногда мергели достигают мощности 20 см. В интервале 275,4–286,2 м известняки серые среднекристаллические массивные с волнистыми поверхностями напластования, на которых видны примазки глинистых разностей темно-серого цвета сильно битуминозных. Ниже идет переслаивание известняков серых органогенно-обломочных и детритовых с зеленовато-серыми мергелями, в которых встречаются включения пирита. В основании свиты (297,3–323,2 м) неравномерное переслаивание аргиллитов темно-серых и зеленовато-серых тонкоплитчатых с маломощными прослоями органогенно-детритовых известняков темно-серого цвета. Вниз по интервалу аргиллиты становятся более алевроитистыми.

Усть-столбовая свита – интервал 323,2–391,9 м. В кровле свиты темно-вишневые аргиллиты и алевролиты, легко разрушающиеся в мелкую остроугольную щебенку, с прослоями темно-серых мелкозернистых песчаников, с гипсом (инт. 324,4–324,6 м) и прослоем (10 см) светло-серого остракодового известняка (инт. 330,3–330,4 м). В верхней части свиты грубозернистость песчаников увеличивается до появления прослоев гравелитов, которые неоднократно встречаются в разрезе до глубины 331,2 м. Алевролиты и алевроаргиллиты, от темно-серых до серых, иногда темно-вишневые до пестроцветных, и алевропесчаники серые и зеленовато-серые мелкозернистые с прослоями грубозернистых песчаников и органогенно-обломочных известняков.

Анализ литологического состава и мощностей усть-столбовой, мангазейской и долборской свит, выделяемых в пределах Южно-Тунгусской структурно-фациальной зоны, с учетом приведенных выше данных показывает, что изменения в этих характеристиках довольно существенные.

1. Максимальная мощность усть-столбовой и мангазейской свит фиксируется в бассейне р. Б. Нирунда, на запад и восток от этого района мощность свит резко уменьшается.

2. Мощность долборской свиты во всех районах фактически неизменна.

3. В стратотипе усть-столбовой и мангазейской свит (басс. р. Столбовая) граница между ними совпадает с границей киренско-кудринского и чертовского горизонтов. В центральных (басс. р. Б. Нирунда) и восточных (басс. р. Чуня) разрезах граница между этими свитами фиксируется в нижней части баксанского горизонта.

4. Наблюдается явное увеличение доли карбонатной составляющей в отложениях мангазейской и долборской свит (с запада на восток).

5. Наблюдается существенные изменения в таксономическом составе этих свит в широтном направлении. В результате литологическая характеристика отложений, выделяемых как мангазейская и долборская свиты вне типовых районов, не соответствует характеристикам своих стратотипов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Ордовик Сибирской платформы / А. В. Каныгин, А. Г. Ядренкина, А. В. Тимохин и др. – Новосибирск : Гео, 2007. – 269 с.
2. Региональная стратиграфическая схема ордовика Сибирской платформы (новая версия) / А. В. Каныгин, А. Г. Ядренкина, А. В. Тимохин и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – Вып. 5с. – С. 4–57.
3. Марков Е. П. Ордовик и ранний силур юго-запада Тунгусской синеклизы. – Л. : Недра, 1970. – 144 с.
4. Стратиграфия ордовика Сибирской платформы / Ю. И. Тесаков, Ю. Н. Занин, Н. С. Малич и др. – Новосибирск: Наука, 1975. – 255 с.
5. Ордовик Гаиндинской площади (юго-запад Сибирской платформы) / А. Г. Ядренкина, Г. П. Абаимова, О. В. Сычев и др. // Стратиграфия и главнейшие события в геологической истории Сибири. – Новосибирск, 1991. – С. 43–50.
6. 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.
7. Москаленко Т. А. Конодонты среднего и верхнего ордовика Сибирской платформы. – Новосибирск : Наука, Сиб. отд-ние, 1973. – 114 с.
8. Москаленко Т. А. Зональное распределение конодонтов в среднем и верхнем ордовике Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1994. – Т. 35 (4). – С. 36–43.

© А. В. Тимохин, Т. В. Гонта, 2017

**КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ (ЛИТОЛОГИЯ, БИОФАЦИИ, ГЕОХИМИЯ)
ПОГРАНИЧНОГО ИНТЕРВАЛА ПЛИНСБАХА-ТОАРА СЕВЕРА СРЕДНЕЙ СИБИРИ
(БАССЕЙН Р. КЕЛИМЯР)**

Анастасия Игоревна Радевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории микропалеонтологии; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел. (383)335-64-28, e-mail: RadevichAI@ipgg.sbras.ru

Лариса Александровна Глинских

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 микропалеонтологии, тел. (383)335-64-28, e-mail: GlinskihLA@ipgg.sbras.ru

Борис Леонидович Никитенко

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 микропалеонтологии, тел. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru

Владимир Павлович Девятков

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 67, доктор геолого-минералогических наук, зав. лабораторией геологии и нефтегазоносности мезозоя, тел. (383) 221-49-65, e-mail: dvp@sniiggims.ru

Дается краткий анализ результатов комплексных исследований (литологических, микропалеонтологических, геохимических) пограничного интервала плинсбаха-тора севера Средней Сибири (басс. р. Келимяр). Реконструированы палеообстановки плинсбахско-тоарского бассейна.

Ключевые слова: плинсбах, тоар, фораминиферовые ассоциации, палеообстановки, север Средней Сибири.

**COMPREHENSIVE ANALYSIS (LITHOLOGY, BIOFACIES, GEOCHEMISRTY)
OF THE PLIENSBACHIAN-TOARCIAN BOUNDARY INTERVAL,
NORTH MIDDLE SIBERIA (KELIMYAR RIVER)**

Anastasiya I. Radevich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, Engineer Laboratory of the Micropaleontology; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., Student, tel. (383)335-64-28, e-mail: RadevichAI@ipgg.sbras.ru

Larisa A. Glinskikh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist, Laboratory of the Micropaleontology, tel. (383)335-64-28, e-mail: GlinskihLA@ipgg.sbras.ru

Boris L. Nikitenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, D. Sc., Head of the Laboratory of Micropalaeontology, tel. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru

Vladimir P. Devyatov

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 630091, Russia, Novosibirsk, 67 Krasny Prospect, D. Sc., Head of Laboratory of the Geology and Petroleum of Mesozoic, tel. (383)221-49-65, e-mail: dvp@sniiggims.ru

A brief analysis of the results of comprehensive studies (lithological, micropaleontological, geochemical) of the Pliensbachian/Toarcian boundary interval in north of Middle Siberia (Kelimyar River) is given. The palaeoenvironmental reconstructions for the Pliensbachian-Toarcian basin were proposed.

Key words: Pliensbachian, Toarcian, foraminiferal association, palaeoenvironments, North of the Middle Siberia.

Для реконструкции условий формирования толщ, обогащенных органическим веществом, которые часто являются нефтематеринскими, необходимо проведение их комплексных литолого-геохимических и биофациальных исследований.

Анализ литологического состава и особенностей строения толщ пограничного интервала плинсбаха/тоара в районе р. Келимяр показал резкую смену палеообстановок в конце плинсбаха и начале тоара. Изучение особенностей распределения фораминиферовых ассоциаций позволило провести биофациальную реконструкцию разреза. Геохимические методы исследования глинистой фракции (<0.002 мм) были использованы для определения относительной солености древних водоемов, окислительно-восстановительного потенциала (Eh) среды осадконакопления, удаленности от береговой линии, кислотности среды выветривания в областях питания. Были проведены различные анализы для определения содержаний элементов и их соединений (Mn, V, Ba, Sr, Al_2O_3 , MgO, MnO, Na_2O , K_2O и др.). Кроме того, во всех образцах определялось содержание различных форм железа ($Fe_{пир}$, $Fe_{зак}$, $Fe_{ок}$, $Fe_{обл}$, $Fe_{вал}$).

Нижняя часть вскрытого разреза верхнего плинсбаха (кыринская свита, слой 1, мощность 9.6 м) представлена алевроитами глинистыми темно-серыми, зеленоватыми, неравноплитчатыми, плотными, массивными, участками неясно линзовиднослоистыми с желвачками пирита, рассеянной галькой, гравием, валунами изверженных пород. В основании – с линзами алевролитов зеленовато-серых известковистых. В толще найдены остатки двустворок, гастропод, серпул. Верхи верхнего плинсбаха (кыринская свита, слой 2, мощность 1.6 м) в разрезе сложены глинами алевротитистыми, с поверхности – желтовато-серыми, на склоне – темно-серыми, голубоватыми, с редкой галькой.

В нижней части слоя 1 в ориктоценозах микробентоса преобладают представители рода Trochammina. Известковые формы немногочисленны, но таксономически разнообразны и представлены Conorboides, Dentalina, Lenticulina,

Ichtyolaria, Nodosaria, Pyrulinoidea и др. Ассоциации такого типа характерны для умеренно-глубоководной приближенной к берегу зоны моря (IIб) [5]. В верхней части слоя 1 ассоциации фораминифер состоят в основном из агглютинирующих форм. Доминантом остается Trochammina, многочисленны Hyperammina, Ammodiscus, из известковых встречены редкие Nodosaria, что указывает на то, что отложения этой части разреза формировались в обстановках мелкоководной, удаленной от берега, зоны моря (IIIа) [5]. О мелкоководном характере седиментогенеза свидетельствуют находки валунов, гальки и гравия. В ориктоценозах слоя 2 появляются и становятся многочисленными фораминиферы рода Recurvoides. В верхней части слоя обильны представители «примитивных» родов Ammodiscus, Hyperammina. Раковины агглютинирующих фораминифер грубозернистые. Подобного типа ассоциации характерны для мелкоководной, приближенной к берегу, зоны моря (IIIб) [5] с нестабильным солевым режимом и активной гидродинамикой. В глинистых осадках встречается редкая хорошо окатанная галька эффузивов.

Соотношение между пиритным железом и остаточным C_{org} в пресноводных отложениях, как правило, меньше 0.03–0.06, а в морских больше 0.1–0.2 [7]. В плинсбахе значение этого параметра равно 3.1, что указывает на нормально-морские условия. Увеличение содержания $Fe_{пир}$ свидетельствует об углублении бассейна. В плинсбахе оно равно 24 %. Общее содержание железа в плинсбахском образце (Fe_2O_3) составляет 2.2 %. Большая часть принадлежит закисному Fe – 47.2 %; содержание сульфидной серы составляет 1.55 %, что указывает на слабо восстановительную среду в осадке в диагенезе [1]. По величине отношения MnO/MgO в глинистой фракции также можно определить показатель окислительно-восстановительного потенциала среды осадконакопления [3]. Чем больше отношение, тем более окислительные обстановки. Отношение в плинсбахе 0.0038. Относительное содержание марганца и железа в изученных образцах указывает на низкие значения pH и формирование отложений недалеко от берега, так как марганца в породах плинсбаха-тоара значительно меньше, чем железа. Значение pH в таком случае не превышает 5.5–8.5 [2]. Отношения $Al_2O_3:Na_2O$ и $K_2O:Na_2O$ в тонких фракциях отражают степень зрелости глинистых пород и указывают на интенсивность химического выветривания. Отношение $Al_2O_3:Na_2O$ для плинсбаха равно 41.2. Отношение $K_2O:Na_2O$ равно 7.2.

Нижний тоар (келимярская свита, курунгская пачка, слой 3, 4, 5; мощность 6.4 м) изученного разреза в основании содержит прослой глиен серых, буроватых, листоватых, вязких, волнистослоистых, с тонкими линзами глиен сапропелитовых черных. Выше в 0.2–0.8 м от подошвы – прослой глиен сапропелитовых линзовиднослоистых, переслаивающихся с глинами желтовато-серыми, буроватыми с многочисленными белемнитами и редкими двустворками. На этом уровне выявлен конкреционный горизонт бурых, ожелезненных карбонатных конкреций со структурой *cone in cone* в нижней части и массивных в верхней. Во второй половине пачки встречены глины сланцеватые тонкоровноплитчатые, тонкогоризонтальнослоистые, темно-серые до черных, буроватые, местами

сильно окисленные, с запахом битума. В верхней части слоя прослежена пиритовая линза. Над ней появляются многочисленные двустворки, остатки давленных аммонитов, белемниты, остатки ракообразных, гастроподы. Выше идет чередование прослоев глин сланцевых темно-серых, буроватых с глинами сланцевыми, более вязкими, обохренными, с плоскими стяжениями пирита. Выше лежащая часть нижнего и верхний тоар (келимярская свита; слой 6, 7, 8; мощность 10.6 м) в разрезе представлена глинами темно-серыми алевритовыми, тонконеравноплитчатыми, с пятнами ярозитизации по органическим остаткам. Встречаются горизонты линзовидных конкреций сидеритизированного известняка, в средней части которых выделяются прослои с обильными белемнитами, обломками крупных аммонитов, двустворками.

В ориктоценозах микробентоса из основания слоя 3 встречены как плинсбахские, так и первые тоарские фораминиферы, что позволило реконструировать фораминиферовые сообщества переходного типа. В целом ассоциации представлены немногочисленными *Ammodiscus*, *Recurvoides*, *Trochammina*, *Ammobaculites*, *Saccammina*, без ярко выраженных доминантов. Такие сообщества встречаются в прибрежно-мелководных участках. Мелкомерность раковин, а также тонкозернистость структуры стенки раковин фораминифер говорят о спокойных обстановках. А появление первых сапропелитов и глин, обогащенных органическим веществом, свидетельствует о начале стагнационного этапа развития бассейна. В ориктоценозах микробентоса вышележащей части слоя 3 и слоя 4 выявлены обильные (до тысяч раковин) сообщества фораминифер, резко отличающиеся от плинсбахских. В ассоциациях фораминифер преобладают многочисленные *Trochammina*, в подчиненном количестве встречаются *Evolutinella*, *Bulbobaculites*, *Hyperammina*, *Recurvoides* и др. Известковые фораминиферы достаточно редки, представлены родами *Globulina*, *Eoguttulina*, *Dentalina*, *Lenticulina*. Отмечается мелкомерность раковин агглютинирующих фораминифер. Такие фораминиферовые сообщества характерны для умеренно-глубоководных зон моря (II) [5], с застойным гидродинамическим и неблагоприятным газовым (стагнационным) режимом. Слой 5 формировался, вероятно, в подобных, но более мелководных обстановках (IIIa) [5]. Об этом свидетельствуют менее разнообразные ассоциации фораминифер, в которых преобладают агглютинирующие формы (*Trochammina*, *Saccammina*, *Ammodiscus* и др.). В верхней части слоя 5 таксономическое разнообразие фораминифер частично восстанавливается, появляются представители *Evolutinella*, *Ammobaculites*, *Globulina*, *Dentalina*, *Glomospirella*, характерные для умеренно глубоководной, приближенной к берегу, зоны моря (IIб) [5]. Для ориктоценозов слоя 6 и нижней части слоя 7 характерны *Ammodiscus*, *Trochammina*, *Saccammina*, редкие *Lenticulina*, *Astacolus*. Осадки становятся более грубозернистыми (по сравнению с тонкоотмученными глинами слоев 3–5). Формирование отложений этой части разреза, по-видимому, происходило в обстановках мелководной, удаленной от берега, зоны моря, с нормальным гидродинамическим и газовым режимом. Подобные обстановки характерны и для верхней части слоя 8. Ассоциации фораминифер, реконструированные по ориктоценозам верхней половины слоя

7 и нижней части слоя 8, более многочисленны и разнообразны в таксономическом отношении по сравнению с вышеописанными. Сообщества представлены *Lenticulina*, *Astacolus*, *Trochammina*, *Ammodiscus*, *Saccammina*, *Verneuilioides* и др. Подобные ассоциации характерны для умеренно глубоководной, приближенной к берегу, зоны моря (IIб) [5].

Соотношение между пиритным железом и остаточным $C_{орг}$ изменяется от 1.3 в раннем тоаре с постепенным уменьшением до 0.4 к концу раннего тоара, что говорит о нормально-морской солености. Формирование осадка в умеренно-глубоководной зоне подтверждается преобладанием пирита среди аутигенных минералов ($Fe_{пир}$ 68.3 %) в начале тоара и высоким содержанием калия (2.4–3.23) в обменном комплексе [4, 6]. Общее содержание железа в пробах (Fe_2O_3) варьирует от 2.0 до 5.7 %, при этом большая часть этого железа в большинстве образцов находится в закисной форме FeO – 19.7–72 %, что говорит о восстановительных обстановках и достаточно влажном климате [3]. Присутствие Fe карбонатного в осадке свидетельствует об углекислом режиме с низкими значениями Eh и pH . Содержание сульфидной серы варьирует от 9.33 % в начале раннего тоара с постепенным уменьшением до 0.85 % в конце раннего тоара, что указывает на резко восстановительную обстановку в раннем тоаре и слабовосстановительную – в конце раннего тоара [1]. Это подтверждается и величиной отношения MnO/MgO : 0.0031 – в первой половине раннего тоара и 0.0059 – в конце раннего тоара. Значение $Al_2O_3:Na_2O$ в тоаре несколько выше, чем в плинсбахе – до 52.6. Отношение калия и натрия изменяется от 5.6 до 7.4.

Геохимические параметры в разрезе низов тоара р. Келимяр показывают, что органическое вещество (ОВ) имеет преимущественно аквагенный сапропелевый генезис с примесью террагенной составляющей. Значения $\delta^{13}C_{орг}$ возрастают от плинсбаха к тоару сопряженно с негативным сдвигом кривой $\delta^{13}C_{орг}$, что свидетельствует о повышении вклада морского ОВ во время раннетоарской трансгрессии. Ярко выраженный негативный экскурс ^{13}C , достигающий 6 ‰, отмечается с границы аммонитовых зон *antiquum-falciferum* и достигает минимальных значений (–32 ‰) в нижней части зоны *falciferum*. Резкое снижение $\delta^{13}C_{орг}$ сопровождается ростом значений $C_{орг}$ [8].

На основе комплексного анализа установлено, что в плинсбахе разрез формировался в умеренно-глубоководных, приближенных к берегу, обстановках и прибрежно-мелководных. В тоаре формирование разреза происходило в умеренно-глубоководных и мелководных, удаленных от берега, обстановках. В конце позднего плинсбаха преобладала активная гидродинамика, а тоар характеризовался спокойным (до стагнационного – в раннем) гидродинамическим режимом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гуляева Л. А. Геохимические фации, окислительно-восстановительные обстановки и органическое вещество осадочных пород // Сов. Геол. – 1955. – Вып. 47. – С. 88–103.
2. Катченков С. М. Малые химические элементы в осадочных породах и нефтях. – Л. : Гостоптехиздат, 1959. – 271 с.

3. Левчук М. А. Литология и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангского прогиба. – Новосибирск : Наука, 1985. – 168 с.
4. Мезозойские отложения Хатангской впадины / В. Н. Сакс, И. С. Грамберг, З. З. Ронкина, Э. Н. Аллонова – Л. : Гостоптехиздат, 1959. – 226 с.
5. Никитенко Б. Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды). – Новосибирск : Параллель, 2009. – 680 с.
6. Сакс В. Н., Ронкина З. З. Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины. – М. : Госгеолтехиздат, 1957. – 232 с.
7. Страхов И. М., Залманзон Э. С. Распределение аутигенно-минералогических форм железа в осадочных породах и его значение для литологии // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1955. – № 1. – С. 34–51.
8. Тоарское аноксидное океаническое событие (Т-ОАЕ) в Арктике (седиментологические, микропалеонтологические и геохимические свидетельства) / Б. Л. Никитенко, Г. Суан, В. П. Девятов и др. // Научная сессия «Палеонтология, стратиграфия и палеогеография мезозоя и кайнозоя бореальных районов» : сб. материалов в 2 т. (Новосибирск, 18–22 апр. 2011 г.). – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2011. – Т.1. – С. 202–209.

© А. И. Радевич, Л. А. Глинских, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятов, 2017

РЕГИОНАЛЬНАЯ ПОЛИТИКА ВОСПРОИЗВОДСТВА МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

Ольга Игоревна Ямщикова

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 17, аспирант, тел. (913)396-23-86, e-mail: yamshchikova.o@mail.ru

Дается краткий анализ нефтегазового комплекса, минерально-сырьевой базы России за последние 20 лет, показана важность эффективности глубокого поисково-разведочного бурения на нефть и газ, выявлена зависимость между объемом финансирования со стороны государства и эффективностью глубокого бурения.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, минерально-сырьевая база, геологоразведочные работы, эффективность глубокого поисково-разведочного бурения.

REGIONAL POLICY OF MINERAL RESOURCES BASE REPRODUCTION

Olga I. Yamshchikova

Institute of Economics and Industrial Engineering of the SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 17 Akademik Lavrentiev Prospect, graduate student, tel. (913)396-23-86, e-mail: yamshchikova.o@mail.ru

The short analysis of an oil and gas complex, mineral resources base of Russia for the last 20 years was given, importance of efficiency of deep explorative drilling on oil and gas was shown, dependence between the amount of financing from the state and efficiency of deep drilling was revealed.

Key words: oil and gas complex, mineral resources base, exploration works, efficiency of deep explorative drilling.

В настоящее время нефтегазовый комплекс не только определяет современные возможности развития экономики РФ, но и является основным двигателем развития. Высокая степень зависимости экономики РФ от доходов нефтегазового комплекса обуславливает его ключевую роль.

Устойчивое развитие нефтегазового комплекса страны в долгосрочной перспективе возможно в условиях создания надежной сырьевой базы, как одного из главных элементов стабильного развития нефтяной и газовой промышленности.

Решение задачи укрепления минерально-сырьевой базы нефтегазодобычи в РФ возможно при значительном увеличении объемов геолого-разведочных работ, расширении географии их проведения, а также повышении их эффективности. В этой связи важно стимулирование недропользования по средствам совершенствования нормативной и методологической базы политики лицензирования, прежде всего развитие методов оценки стоимости объектов лицензирования.

Была проанализирована динамика изменения запасов нефти за 25-летний период. Начиная с 2000 г. вплоть до 2014 г. отчетливо виден планомерный рост

и развитие в области добычи нефти. Динамику глубокого поисково-разведочного бурения на нефть и газ РФ в 1994–2014 гг. имеет тенденцию снижения. Бурение достигало своего пика в 2000–2001 гг. В последующие годы был замечен прироста, но в целом снижение объема бурения остается неоспоримым фактом.

Максимальный уровень эффективности глубокого поисково-разведочного бурения на нефть и газ был отмечен в 2011 г. и составил 1679 т. УУВ/м, что практически в 4 раза выше, чем показатель 2001 г., в тот же период прослеживалась динамика увеличения объемов бурения. Однако начиная с 2012 г. показатель эффективности глубокого бурения начал понижаться. Сейчас открываются и разведываются только средние и мелкие месторождения, которые дают более низкие приросты запасов. Поэтому на текущий момент бурят более глубокие скважины, количество пробуренных метров увеличивается, а прирост запасов снижается.

Финансирование геолого-разведочных работ на углеводороды происходит за счет федерального бюджета и бюджетов субъектов РФ и за счет недропользователей. Объем финансирования имеет положительную тенденцию. Доли финансирования за счет федерального бюджета и бюджетов субъектов РФ, также как и доли финансирования за счет недропользователей, на всем рассматриваемом 15-летнем периоде примерно одинаковые, что составляет 92 % и 8 % от общего финансирования геолого-разведочных работ на углеводороды соответственно.

Выявлена прямо пропорциональная зависимость между объемом финансирования и эффективностью глубокого бурения вплоть до 2010 г. Далее уже заметна обратно пропорциональная зависимость. Обратная зависимость финансирования и эффективности объясняется тем, что бурение становится более дорогим (происходит удорожание запасов минеральных ресурсов), потому что геологические предпосылки только ухудшаются, и это естественная закономерность, отражающая истощения сырьевой базы.

Выявлено, что с каждым годом сокращается количество метров бурения. С течением времени остаются только небольшие неразведанные месторождения. За последние 5 лет (2011–2016 гг.) на аукционы по получению лицензий на право пользования недрами выставлялись в основном участки с содержанием от 3 до 10 т. УУВ (таблица).

Таблица

Распределение числа выданных лицензий по величине НСР

Величина НСР, т. УУВ	Количество участков	Доля
более, чем 150	7	3%
от 150 до 80	13	5%
от 80 до 30	22	9%
от 30 до 10	52	21%
от 10 до 3	57	23%
от 3 до 1	54	21%
менее, чем 1	48	19%
Сумма	253	100%

Эффективность глубокого поисково-разведочного бурения на нефть и газ увеличивается на протяжении всего рассматриваемого периода, это происходит из-за сокращения соотношения количества пробуренных метров/скважин и наличия ресурсов на участках.

Анализ выявил недостаточность финансирования геолого-разведочных работ в стране. В кризисное время компании еще больше сокращают инвестиции в рискованные геолого-разведочные работы. Поэтому для поддержания устойчивой работы нефтегазового комплекса, который является основой современной экономики страны, важно усиление роли государства в воспроизводстве минерально-сырьевой базы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18–28.
2. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа Востока России // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 31.
3. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77.
4. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 2. – (Сер. Россия в АТР).
5. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
6. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
7. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.
8. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / В. И. Буданов, К. К. Вальтух, Н. П. Дементьев и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).
9. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
10. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.

© О. И. Ямицкова, 2017

ВОСПРОИЗВОДСТВО МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Ирина Викторовна Филимонова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор экономических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории экономики недропользования и прогноза развития нефтегазового комплекса; Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, 650000, Россия, г. Кемерово, пр. Советский, 18, ведущий научный сотрудник, тел. (383)333-28-14, e-mail: FilimonovaIV@list.ru

В статье рассмотрено современное состояние воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти и газа в России. Выявлены устойчивые тенденции и закономерности развития. Показано, что прирост запасов нефти и газа в России на протяжении последних 25 лет в основном не покрывал текущего уровня добычи, т. е. кратность воспроизводства составляла менее единицы. Однако начиная с 2008 г. ситуация изменилась. В статье также представлены основные направления геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Ключевые слова: воспроизводство, минерально-сырьевая база, нефть, газ, запасы, ресурсы, добыча, кратность воспроизводства.

REPRODUCTION MINERAL BASE RUSSIA

Irina V. Filimonova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, D. Sc., Senior Researcher; Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry SB RAS, 650000, Russia, Kemerovo, 18 Sovetskiy Prospekt, Leading Researcher, tel. (383)333-28-14, e-mail: FilimonovaIV@list.ru

The article deals with the current state of the reproduction of the mineral resource base of oil and gas in Russia. Revealed stable trends and patterns of development. The authors have shown that the increase in oil and gas in Russia over the past 25 years, largely covered the current level of production, ie, the multiplicity of reproduction is less than unity. However, since 2008 the situation has changed. The article also presents the main areas of exploration for oil and gas.

Key words: reproduction, mineral resources, oil and gas reserves, resources, production, reproduction multiplicity.

Устойчивое долгосрочное развитие нефтегазового комплекса России возможно в условиях формирования надежной сырьевой базы и поддержания параметров расширенного воспроизводства. Стратегически важным направлением укрепления сырьевой базы нефти и газа является долгосрочное планирование геолого-разведочных работ (ГРП) и обоснованный выбор приоритетных направлений поиска и оценки крупных скоплений запасов углеводородов. В настоящее время выбор этих приоритетных направлений геологического изучения недр распределен между нефтегазовыми компаниями, которые непосредственно финансируют и осуществляют геолого-разведочные работы (ГРП), а

также государством, которое осуществляет контроль за выполнением региональных работ и лицензионных соглашений.

Однако в условиях продолжающихся финансовых и технологических санкций, а также неустойчивости курса национальной валюты нефтегазовые компании неохотно осуществляют вложения в высокорисковые работы в регионах нового хозяйственного освоения. К тому же крупные нефтяные и газовые компании имеют достаточно высокую обеспеченность запасами сырья месторождений, открытых еще в 1960–1980-е гг., что позволяет им поддерживать текущие уровни добычи. А малые независимые добывающие компании, роль которых в структуре добычи нефти и газа в последние годы существенно выросла, не имеют достаточных источников финансирования крупномасштабных и рискованных геолого-разведочных работ, особенно в слабоизученных и инфраструктурно не развитых регионах.

Поэтому государство должно усилить свое влияние в вопросах выбора и обоснования перспективных направлений геолого-разведочных работ, особенно в настоящее время, когда осуществляется разработка главного стратегического документа – «Стратегии развития геологической отрасли России до 2030 г.».

Прирост запасов нефти в 2016 г. составил 575 млн т, что на 21,2 % ниже уровня 2015 г. (730 млн т). Прирост запасов нефти превысил текущий уровень добычи нефти по стране на 41 млн т, или на 7,7 % (табл. 1).

Таблица 1

Добыча и прирост запасов нефти в России

Показатель	1991	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Добыча нефти, млн т	462	307	323	470	505	511	518	523	527	534	534
Прирост запасов нефти, млн т	931	182	295	330	773	700	681	635	750	730	575
Кратность восполнения запасов нефти, ед.	2,0	0,6	0,9	0,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,4	1,4	1,1
«Проедание» / расширение запасов нефти (прирост минус добыча), млн т	469	–125	–28	–140	268	189	163	112	223	196	41

На протяжении последних 25 лет объем прироста запасов нефти имел неустойчивую динамику. В период с 1991 г. по 2004 г. наблюдалось в основном сокращение объема прироста запасов нефти, а с 2005 г. начался устойчивый рост. В то же время, уровень прироста запасов нефти, который бы обеспечивал

расширенное воспроизводство сырьевой базы, т. е. превышал текущую добычу, был достигнут только в 2008 г. До этого на протяжении 14 лет происходило так называемое «проедание» запасов, т. е. объем разведанных и подготовленных к промышленной эксплуатации запасов нефти не компенсировал уровень текущего их изъятия из недр.

Прирост запасов газа в 2016 г. составил 701 млрд м³, что на 36,0 % ниже уровня 2015 г. (1095 млрд м³). Прирост запасов газа превысил текущий уровень добычи нефти по стране на 129 млрд м³, или на 22,6 % (табл. 2).

Таблица 2

Добыча и прирост запасов природного газа в России

Показатель	1991	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Добыча газа, млрд м ³	643	595	584	641	650	671	654	668	641	635	572
Прирост запасов газа, млрд м ³	1741	188	450	660	810	1100	816	930	1250	1095	701
Кратность восполнения запасов газа, ед.	2,7	0,3	0,8	1,0	1,2	1,6	1,2	1,4	2,0	1,7	1,2
«Проедание» / расширение запасов газа (прирост минус добыча), млрд м ³	1098	−407	−134	19	160	429	162	262	609	460	129

Динамика прироста запасов природного газа и кратность их восполнения схожа с тенденциями в воспроизводстве запасов нефти. Период «проедания» запасов газа наблюдался с 1994 г. до 2010 г. Только с 2010 г. объем прироста запасов газа превысил текущий уровень добычи газа. Максимальный прирост запасов газа составил 1250 млрд м³, что на 609 млрд м³ превысило уровень добычи. В последние три года наблюдается сокращение темпов прироста запасов газа.

Наряду с главными направлениями геологоразведочных работ, приоритетами воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти и газового конденсата должно стать:

а) создание государственных программ для малого и среднего бизнеса для проведения ГРП совместно с региональными организациями на мелких и средних месторождениях нефти;

б) создание ГЧП для проведения ГРП (геофизика и параметрическое бурение) в Арктике;

в) создание государственной программы, включающей разработку методики выявления и картирования объектов, в которых локализованы залежи нефти баженовской свиты; создание и апробирование в ГКЗ России методики разведки и подсчета запасов нефти в баженовской свите; разработка методов оценки ресурсов нефти в баженовской свите; проведение научного анализа российского и мирового опыта технологий разработки залежей нетрадиционной нефти;

г) создание технологического проекта для разработки более эффективных способов извлечения нефти в карбонатном комплексе Восточной Сибири;

д) проработка и внедрение мер по увеличению КИН до 0,4–0,6 на новых и действующих месторождениях за счет более широкого использования методов увеличения нефтеотдачи; включение соответствующих условий в лицензионные соглашения.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РНФ № 16-18-10182, РФФИ № 15-06-09094, № 17-06-00537.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А. Э., Эпов М. И., Эдер Л. В. Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI веке // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 689–700.
2. Эдер Л. В., Филимонова И. В. Экономика нефтегазового сектора России // Вопросы экономики. – 2012. – № 10. – С. 76–91.
3. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Современное состояние и прогноз развития нефтяного рынка Азиатско-Тихоокеанского региона // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 1. – С. 82–99.
4. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Ожерельева И. В. Стержень стратегического развития России // Бурение и нефть. – 2010. – № 3. – С. 3–9.
5. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мочалов Р. А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. – 2015. – № 3. – С. 3–10.
6. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Газовый рынок Азиатско-Тихоокеанского Региона. стратегия россии в вопросе поставок // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2008. – № 1. – С. 38–50.
7. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на Востоке России / Российская академия наук, Сибирское отделение ; Институт экономики и организации промышленного производства. – Новосибирск, 2010.
8. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество. – Новосибирск, 2011.
9. Коржубаев А., Филимонова И., Эдер Л. Движение на Восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60–67.
10. Эдер Л. В. Европейский рынок нефти. Стратегия России / науч. ред. А. Э. Конторович ; Российская академия наук, Сибирское отделение ; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. – Новосибирск, 2007.

© И. В. Филимонова, 2017

МУЛЬТИПЛИКАТИВНЫЙ ЭФФЕКТ ОТ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Ольга Сергеевна Самсонова

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 17, аспирант, тел. (999)450-11-08, e-mail: ogelinka@list.ru

Нефтяной комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока – динамично развивающийся и один из крупнейших центров нефтяной промышленности России. Восточная Сибирь и Дальний Восток являются стратегически приоритетными регионами на долгосрочную перспективу. Масштабное развитие добычи углеводородов уже открытых месторождений, участков, подготовленных для лицензирования и перспективных нефтяных недр региона, а также расширение нефтепроводной системы на востоке страны позволят организовать новые крупные промышленные центры, улучшить внутреннее нефтепродуктообеспечение, повысить занятость населения и обеспечить выход на энергетические рынки Азиатско-Тихоокеанского региона.

Ключевые слова: мультипликативный эффект, нефть, добыча недр, совместное использование, экономическая эффективность, транспортировка нефти.

MULTIPLICATIVE EFFECT FROM THE DEVELOPMENT OF OILY PLACES OF EASTERN SIBERIA

Olga S. Samsonova

Institute of Economics and Industrial Engineering of the SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 17 Akademik Lavrentiev Prospect, graduate student, tel. (999)450-11-08, e-mail: ogelinka@list.ru

Oil complex of Eastern Siberia and the Far East – the fastest growing and one of the largest centers of Russia's oil industry. Eastern Siberia and the Far East are a strategic priority regions for the long term. Large-scale development of production of hydrocarbons discovered fields, areas prepared for the licensing and promising oil subsurface region, as well as the expansion of the pipeline system to the east of the country will allow to organize a major new industrial centers, to improve domestic petroleum product to increase employment of the population and to provide access to the energy markets of the Asia-Pacific region.

Key words: multiplier effect, oil, mining of mineral resources, sharing, cost-effectiveness, the transportation of oil.

Нефтяной комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока – динамично развивающийся и один из крупнейших центров нефтяной промышленности России. Восточная Сибирь и Дальний Восток являются стратегически приоритетными регионами на долгосрочную перспективу. Масштабное развитие добычи углеводородов уже открытых месторождений, участков, подготовленных для лицензирования и перспективных нефтяных недр региона, а также расширение нефтепроводной системы на востоке страны позволят организовать новые крупные промышленные центры, улучшить внутреннее нефтепродукто-

обеспечение, повысить занятость населения и обеспечить выход на энергетические рынки Азиатско-Тихоокеанского региона.

Для устойчивого долгосрочного развития НК Восточной Сибири и Дальнего Востока необходимо осуществить переход от сырьевой и транзитной стратегии развития к экономике инновационного типа на базе организации региональных территориально-производственных комплексов (кластеров) углубленной переработки углеводородного сырья, производству нефтегазохимической продукции с высокой добавленной стоимостью.

Преимуществом развития в этом направлении является наличие значительного ресурсного потенциала на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока и близость к динамично развивающимся емким рынкам Азиатско-Тихоокеанского региона.

Одним из ключевых направлений повышения экономической эффективности освоения недр Восточной Сибири и Дальнего Востока является оптимизация системы транспортировки сырья по трубопроводной инфраструктуре. Мультипликативный эффект придает новый импульс реализации инвестиционных проектов на основе совместного (долевого) использования транспортной инфраструктуры

Автором предложен алгоритм выбора схемы подключения перспективных лицензионных участков, отличительной чертой которого является учет мультипликативного эффекта от совместного освоения этих участков.

В работе формализована оценка экономической эффективности схем подключения перспективных лицензионных участков в виде экономической модели, позволяющей обосновать реализацию конкретного проекта с выбором схемы транспортировки.

Для решения задачи повышения экономической эффективности совместного освоения месторождений автором сформулированы 8 вариантов последовательного подключения участков на примере группы лицензионных участков ООО «Газпромнефть» на территории Восточной Сибири, в частности в Иркутской области.

Обоснована оптимальная схема подключения перспективных лицензионных участков на базе расчета мультипликативного эффекта их совместного освоения, позволяющая вовлечь в хозяйственный оборот значительные ресурсы углеводородов для обеспечения устойчивого развития российского нефтегазового комплекса (рисунок).

Обоснование выбора рекомендованной схемы подключения осуществлено с использованием методических подходов к оценке эффективности инвестиционных проектов и геолого-экономического моделирования освоения месторождений. Автором выполнена оценка экономической эффективности освоения группы лицензионных участков компании ООО «Газпромнефть» и дано обоснование следующих показателей: объем и структура капитальных и эксплуатационных затрат, критериев эффективности, таких как NPV, IRR, срок окупаемости и индекс рентабельности. Для каждой из сформированных автором схем подключения лицензионных участков проведена оценка необходимого уровня

инвестиций, прежде всего в развитие транспортной инфраструктуры – стоимость строительства от участка до основной магистрали нефтепровода ВСТО, транспортной инфраструктуры между участками, учет параметров прокладываемой трубопроводной системы.

Оценка эффективности инвестиционных проектов и геолого-экономического моделирования освоения месторождений позволит достичь максимальной экономической привлекательности для компании-недопользователя (рисунок).

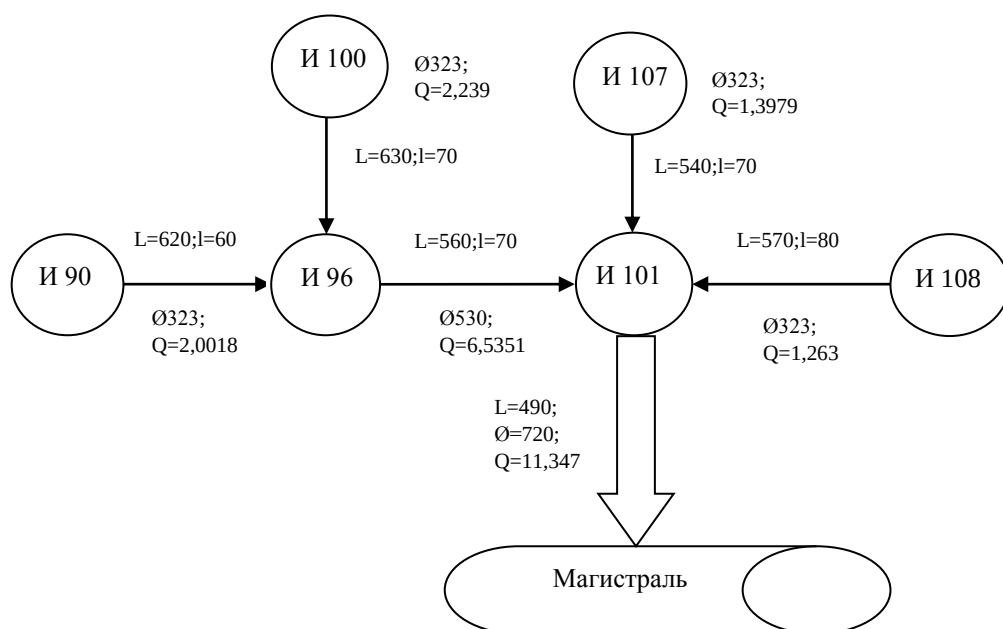


Рис. Рекомендованный вариант подключения лицензионных участков

Полученная экономическая оценка, разработанный методический подход и обоснование управленческого решения могут использоваться компанией-недропользователем рассматриваемых участков ООО «Газпромнефть» при осуществлении последовательного подключения месторождений. На основе данного исследования сторонние недропользователи могут обосновать свои решения о подборе проекта, опираясь на предложенный автором методический подход.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18–28.
2. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа Востока России // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 31.
3. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77.

4. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 2. – (Сер. Россия в АТР).
5. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
6. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
7. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.
8. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / В. И. Буданов, К. К. Вальтух, Н. П. Дементьев и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).
9. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса Востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
10. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.

© О. С. Самсонова, 2017

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЗНАНИЯМИ В ОРГАНИЗАЦИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Данила Андреевич Самосюк

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, тел. (913)981-37-76, e-mail: samosuk.danila@gmail.com

Новая экономика – экономика, основанная на знаниях, идущая в ногу с быстрым ростом наукоемких продуктов и услуг, снижения их жизненного цикла, интеллектуализации используемых технологий. Она обеспечивает кратное увеличение производительности труда, появление большого сегмента рынка интеллектуальных продуктов и услуг (патенты, лицензии, транзакция, консультирование), быстрый темп обновления знаний и необходимость постоянного вклада в промышленность.

Ключевые слова: знания, управление, интеллект, нефть, газ, экономика, поток, интеллектуализация.

KNOWLEDGE FLOW MANAGEMENT IN OIL AND GAS COMPANIES

Danila A. Samosyuk

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., tel. (913)981-37-76, e-mail: samosuk.danila@gmail.com

New Economy – an economy based on knowledge, attaches to the rapid growth of science-intensive products and services, reducing their life cycle, the intellectualization of the technologies used, ensure fold increase in labor productivity, the emergence of a large segment of the market actually intelligent products and services (patents, licenses, transaction, consulting) , fast paced updating of knowledge and the need for constant replenishment.

Key words: knowledge, management, intelligence, oil, gas, economics, flow, intellectualization.

Логическим этапом эволюционного развития в отраслях нефтяной и газовой промышленности является формирование глобального энергетического пространства, и теперь возникает борьба за ключевые позиции в ней. Без внедрения технологии управления знаниями в репертуаре управления многонациональной нефтяной компании невозможно обеспечить конкурентоспособность и устойчивое экономическое развитие на международном рынке нефти и газа. Основываясь на теоретических и практических исследованиях в области стратегического развития в условиях развивающейся экономики знаний, Э. Брукинг разработала функциональную схему, показывающую основные бизнес-процессы и эффективность систем управления знаниями в многонациональных компаниях нефтегазовой отрасли. В рамках этой схемы описаны:

- основные функциональные области управления знаниями в трех аспектах: люди, процессы и инфраструктура;
- ключевые компетенции и конкурентные преимущества транснациональных нефтяных и газовых компаний с помощью систем управления знаниями (СУЗ).

Конечно, конфигурация СУЗ и набор инструментов, необходимых для функционирования системы зависит от стратегических целей компании. Тем не менее все ведущие нефтяные и газовые компании убеждены в том, что управление знаниями позволяет получить эффект значительно больше, чем деньги, потраченные на развитие и поддержание бизнес-процессов в этой области.

Результаты реализации СУЗ в иностранных нефтяных и газовых корпорациях подтверждают практическую значимость управления знаниями (табл. 1).

Таблица 1

Стратегические цели СУЗ

Организация	Задачи внедрения СУЗ	Результат внедрения СУЗ
Chevron Texaco	Снижение эксплуатационных затрат. Улучшение операций. Усиление вопросов безопасности	Компания занимает 4-е место в мире по рыночной капитализации. 30 % повышение эффективности за счет управления знаниями. Снижение операционных расходов на \$ 1 млрд. Сокращение затрат на разработку новых месторождений на 12–20 %
British Petroleum	Развитие преимуществ от своего собственного «ноу-хау»	Реплицируя систему обмена знаниями, эффект экономии в среднем – \$ 260 млн в год.
ConocoPhillips	Эффективный обмен знаниями. Эффективное использование накопленных корпоративных знаний для обучения персонала. Формирование устойчивого конкурентного преимущества на основе капитала корпоративных знаний. Устойчивое развитие путем создания «итеративного опыта»	Организация занимает 6-е место в мире по рыночной капитализации и 9-е – среди 500 крупнейших американских компаний. Благодаря использованию СУЗ, предполагаемая экономия (за вычетом собственных средств) – \$2 млн. В бизнес-сегменте «Разведка и добыча» компания повысила доходность на 30 млн долл. за счет эффективного обмена знаниями
Schlumberger	Повышена скорость поиска решений для технологических проблем, с которыми сталкиваются клиенты	Ежегодная экономия более чем 150 млн долл. США. Сокращение затрат времени на модернизацию производственного оборудования на 75 %

Источник: составлено автором по материалам 2-й Международной конференции «Оптимизация проектов и повышения эффективности энергетических компаний: управление знаниями».

Эффективное управление знаниями имеет значительный потенциал для развития нефтегазового комплекса России, роль которого в глобальной системе энергетических ресурсов имеет стабилизирующий характер (табл. 2). На сегодняшний день доля нефтегазовой отрасли в России покрывает более четверти объема промышленного производства и более половины экспортных поступлений страны.

Таблица 2

Позиционирование России в мировом энергетическом балансе

Показатель	Факт, 2011 г.	Прогноз, 2020 г.
Доля российской нефтяной промышленности в мировом энергетическом балансе, %	3,6–4	3,6–3,7
Доля российского потребления жидкого топлива, %	10	10,3–10,4
Доля российской нефти на мировом рынке, %	13	11,5–12,3

Источник: Международное энергетическое агентство.

В дополнение к табл. 2 рисунок показывает показатели устойчивого экономического развития российских нефтяных и газовых компаний.

Наиболее устойчивой компанией, по представленным данным, является Газпром. Это крупнейшая компания в Российской Федерации, которая работает как в России, так и по всему миру. Сургутнефтегаз является самой консервативной компанией в плане развития, но и одной из самых экономически эффективных. Сургутнефтегаз – относительно небольшая компания среди всего списка данных, но из-за высокого уровня профессионализма топ-менеджмента компании, она входит в топ российских нефтегазовых компаний. Самая инновационная компания – Лукойл.

Исследования Института энергетической стратегии на значение индекса устойчивого развития для ведущих российских нефтяных и газовых компаний, показали, что фактор инновационной активности оказывает существенное влияние на формирование этого показателя. Существует прямая пропорциональная зависимость между инновационной деятельностью, экономической эффективностью и устойчивым развитием нефтегазовых компаний (см. рисунок). В этом случае основой инновационной деятельностью является эффективное управление корпоративными знаниями, которые формируют нематериальные активы, это подтверждает значительный потенциал этого вида функциональной деятельности в интересах устойчивого развития нефтяной и газовой промышленности.

Лидерами в области управления знаниями среди российских нефтегазовых компаний являются Лукойл и Газпром. Научно-исследовательская деятельность этих корпораций позволяет сделать вывод о том, что управление знаниями успешно интегрированы во многие функциональные области и бизнес-

процессы (табл. 3), в результате чего получен эффект в размере более 100 млн долл.

В частности, ключевые элементы СУЗ группы «Лукойл» являются централизация и формализации корпоративных знаний и информации. Все компании с аналогичными бизнес-функциями реализовали единые системы и технические решения, позволяющие объединить бизнес-процессы и повысить эффективность.

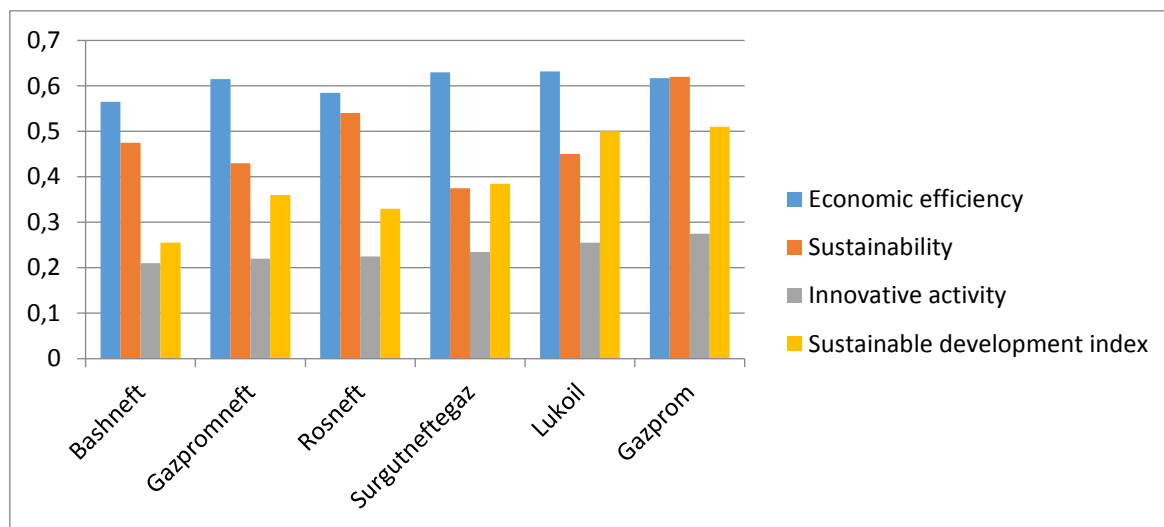


Рис. Показатели устойчивого экономического развития нефтегазовых компаний

Источник: составлено автором по материалам 2-й Международной конференции «Оптимизация проектов и повышения эффективности энергетических компаний: управление знаниями»

Таблица 3

Показатели устойчивого развития российских нефтегазовых компаний

Показатель	Баш-нефть	Газпром-нефть	Рос-нефть	Сургут-нефтегаз	Лукойл	Газпром
Экономическая эффективность	0,565	0,615	0,585	0,63	0,632	0,617
Устойчивое развитие	0,475	0,43	0,54	0,375	0,45	0,62
Инновационная активность	0,21	0,22	0,225	0,235	0,255	0,275
Индекс устойчивого развития	0,255	0,36	0,33	0,385	0,5	0,51

Источник: Институт энергетической стратегии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.
2. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34–45.
3. Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51–61.
4. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40–51.
5. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю. Современное состояние нефтяной промышленности России // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8–13.
6. 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.
7. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Светлое будущее в углеводородных тонах // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37.
8. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Проворная И. В., Мамахатов Т. М. // Минеральные ресурсы: экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41–51.
9. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Проворная И. В., Мочалов Р. А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16–22.
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.

© Д. А. Самосюк, 2017

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ РЕГИОНОВ

Дарья Сергеевна Юва

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, e-mail: darya_yuva@mail.ru

Описаны общие понятия и назначение рейтинга регионов, приведена классификация рейтинговых шкал и агентств, перечислены их основные принципы и подходы к исследованиям. Описана методика, на основе которой составлены рейтинги в данной работе. Отражены результаты использования методик, а также приведен их сравнительный.

Ключевые слова: инвестиционная привлекательность, региональное развитие, ранжирование, социально-экономическое развитие, интегрированный (сводный) индекс.

THE ECONOMIC EVALUATION OF REGIONAL INVESTMENT ATTRACTIVENESS

Darya S. Yuva

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., graduate student, e-mail: darya_yuva@mail.ru

The common definitions and the aim of regional rating performance is described in the article. Moreover, the classification of rating scales and agencies as well as their key approaches and principles to research are discussed. The methodology that was used for rating application in the research is covered. As a result, the key findings of the analysis are interpreted.

Key words: investment attractiveness, regional development, rating, economic and social development, integrated index.

В настоящее время усиливается роль повышения конкурентоспособности регионов. Более того был издан Указ Президента «Об основах государственной политики регионального развития на период до 2025 года». Поскольку российские регионы отличаются высокой неравномерностью развития, которая определяется обеспеченностью природными ресурсами, исторически сложившейся инфраструктурой, природно-климатическими условиями и другими факторами, появляется необходимость развития методологии составления рейтинга регионов. Однако в настоящее не сложилось общепринятой методики, утвержденной на государственном уровне. В связи с этим развитие такой методологии является важным этапом для достижения поставленной цели. Методика должна позволить осуществить ранжирование регионов по социально-экономическому развитию, учесть особенность территориального распределения производственных мощностей, инфраструктурной развитости, экономической активности и т. д.

Целью данной работы является совершенствование методического подхода к составлению комплексного рейтинга регионов.

Для реализации данной цели должны быть решены следующие задачи:

- 1) сделан анализ существующих методик составления рейтингов регионов;

2) проведена классификация и обоснован выбор факторов для составления рейтинга;

3) рассчитан и составлен рейтинг регионов РФ на основе существующих методических подходов;

4) проведен сравнительный анализ результатов расчетов по различным методам.

Существует более 30 рейтинговых шкал для оценивания уровня развития регионов, все из них обладают рядом преимуществ и недостатков. Значительное внимание уделяется составлению специализированных рейтингов, учитывающих отдельные аспекты экономической, социальной, инвестиционной среды регионов, в то время как агрегированных (комплексных) рейтингов в настоящее время практически не составляется.

Рейтинговые шкалы можно разбить на несколько групп.

К первой можно отнести рейтинги с оценкой общественно-политической ситуации в регионе. Например, рейтинг влияния глав субъектов от «Агентства политических и экономических коммуникаций», рейтинг социально-политической устойчивости в регионах и политической выживаемости губернаторов от Фонда «Петербургская политика».

Ко второй, более крупной и насыщенной группе, относятся рейтинги, оценивающие финансово-экономическое положение регионов. В нее включаются Журнала «Финанс», рейтинг «Самые банковские регионы России» (составлен по критерию количества чистых активов банков) от РБК, долгосрочные кредитные рейтинги валюты от MODY'S, FITCH, STANDART&POOR'S, АК&М, рейтинг привлекательности регионов OECD, а также рейтинг инвестиционной привлекательности регионов от Агентства стратегических инициатив и др. Например, у агентства АК&М данный тип рейтинга строится на основе использования объективных параметров кредитоспособности (устойчивость бюджетной системы региона, финансово-экономическая ситуация, динамика финансово-экономического развития) и субъективных (устойчивость региональной власти, благоприятность предпринимательского климата, кредитная история), а также прогнозов их изменения.

Следующей, еще более крупной, группой является список рейтингов, оценивающих социально-экономические и социально-культурные аспекты региональной жизни. В него входят: рейтинги регионов по качеству жизни, доле расходов населения на ЖКХ, благосостоянию российских семей агентства «РИА Рейтинг», рейтинг социально-экономического положения субъектов РФ от «РИА-новости», социального самочувствия регионов от Фонда развития гражданского общества, инвестиционной привлекательности от «Эксперт РА» и Национального рейтингового агентства.

Четвертая группа – оценка развития инновационной деятельности на территории регионов РФ. В нее входят рейтинг инновационного развития от федерального интернет-издания «Капитал страны» и рейтинг инновационной активности от Национальной ассоциации инноваций и развития информационных технологий.

Пятая группа – оценка состояния сельского хозяйства и развития села. В нее входят: рейтинг по уборочной компании в регионах и список лидеров по жилищным условиям сельского населения от Портала «Agro2b», рейтинг «Молоко» от агентства «А+» (который исследует цены на молоко в ряде регионов).

И последняя группа под названием «прочие рейтинги», включает экологический рейтинг, рейтинг безопасности региональных дорог от организаций «Зеленый патруль» и Межрегионального общественного центра «За безопасность российских дорог». Также существуют другие рейтинги, не освещенные в этом списке, но принадлежащие к одной из категорий.

Уровень социально-экономического развития региона, как и уровень благосостояния населения в регионе, сложно выразить в одном показателе. В методологии экономических измерений применяются три основных подхода для отражения множества характеристик региональных уровней развития благосостояния:

1) выделение главного индикатора и фиксирование (или регулирование) значений других существенных индикаторов в виде ограничительных условий. Например, главным индикатором может быть выбрана величина ВРП, а ограничительными условиями (в виде минимально необходимых уровней) могут быть обеспечение населения жильем и социальной инфраструктурой, условия труда (с точки зрения комфортности, безопасности и т. п.), качество окружающей среды и др.;

2) многоцелевая оптимизация по нескольким индикаторам как процедура достижения наилучших состояний социально-экономического развития с учетом компромисса между целевыми индикаторами;

3) построение интегрированных (сводных) социально-экономических индикаторов [1].

В ходе анализа было представлено пять разных типов методологий оценки уровня развития регионов и каждый из них был апробирован при построении их рейтинга.

1. «Ранжирование»: значения каждого показателя ранжируются от максимального значения к минимальному. Первое место занимает регион с самым высоким показателем, а последний – с самым низким. Ввиду большого числа показателей, одинаковых итоговых значений рейтинга не получается.

2. «Квалиметрический»: для сопоставления различных свойств, измеряемых в разных по диапазону и размерности шкалах, используется относительный безразмерный показатель K_i , отражающий степень приближения абсолютного показателя свойства Q_i к максимальному и минимальному показателям:

$$R2_i = \frac{X_i - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}}. \quad (1.1)$$

3. «Процентили»: процент стран из выборки, набравших столько же или меньше баллов (или других единиц измерения индикаторов), чем конкретная

страна. Чем выше процентиль, тем благоприятнее обстановка по данному показателю в регионе (стране):

$$R3_i = \frac{\text{Количество } X_k (X_k < X_i)}{\text{Количество всех } X}. \quad (1.2)$$

4. «Распределение по интервалам»: исходный ряд данных разбивается на несколько одинаковых интервалов от минимума до максимума, число которых равно количеству исследуемых регионов. Для каждого региона определяется принадлежность к соответствующему интервалу и присваивается его номер. В итоге к некоторым интервалам относится одновременно несколько наблюдений, а некоторым не соответствует ни одно из них.

5. «Присвоение баллов»: максимальному значению в рейтинге присваивается 100 баллов, а минимальному – 1. Метод можно выразить следующей формулой:

$$R4_i = \left(\frac{X_i}{X_{\max}} \right) 100. \quad (1.3)$$

Результаты построения отличны друг от друга, но методы 1 и 3 являются схожими и дают скоррелированный результат, так же как и методы 2, 4 и 5. Было также выявлено, что последние три метода показывают более объективный результат, который, более того, учитывает разброс значений. Но у них был выделен один общий недостаток – результаты составления рейтинга сильно зависят от наличия пиковых выбросов. Ввиду этого из исследований были исключены два региона (Москва и Санкт-Петербург), значения которых сильно выделялись на фоне других. При учете всех положительных и отрицательных сторон методик было решено, что метод 4 является наиболее подходящим для составления рейтинга регионов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / Буданов В. И., Вальтух К. К., Дементьев Н. П. и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).
2. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса Востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
3. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.
4. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В., Немов В. Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 12. – С. 2097–2114.
5. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34–43.

6. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Проворная И. В., Мамахатов Т. М. // Минеральные ресурсы: экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41–51.
7. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Проворная И. В., Мочалов Р. А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16–22.
8. 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.
9. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Мишенин М. В., Проворная И. В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15–23.
10. Эдер Л. В., Немов В. Ю., Филимонова И. В. Перспективы энергопотребления на транспорте: методические подходы и результаты прогнозирования // Мир экономики и управления. – 2016. – Т. 16, № 1. – С. 25–38.

© Д. С. Юва, 2017

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Леонтий Викторович Эдер

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор экономических наук, заведующий лабораторией ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса; Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, 650000, Россия, г. Кемерово, пр. Советский, 18, ведущий научный сотрудник, тел. (383)333-28-14, e-mail: Ederlv@yandex.ru.

В статье рассмотрены ключевые тенденции функционирования нефтяной промышленности России на современном этапе развития. Проведен анализ роли России в мировой системе нефтеобеспечения. Исследована динамика и структура добычи нефти в России с дифференциацией по регионам и компаниям. Рассмотрены основные показатели, характеризующие работу нефтеперерабатывающей промышленности России. Выполнен анализ структуры и динамики экспорта нефти и нефтепродуктов по направлениям и способам поставок.

Ключевые слова: нефтяная промышленность, нефть, ВИНК, независимые производители, добыча, переработка, экспорт, нефтепродукты, мазут, Восточная Сибирь, Сахалин, Волго-Уральская провинция, Западная Сибирь, Транснефть, Роснефть, Газпром нефть.

KEY TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF RUSSIAN OIL COMPLEX

Leontiy V. Eder

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, D. Sc., Head of the Laboratory; Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry SB RAS, 650000, Russia, Kemerovo, 18 Sovetskiy Prospect, Leading Researcher, tel. (383)333-28-14, e-mail: Ederlv@yandex.ru

The article examines the key trends of functioning of Russian oil industry at the present stage of development. The analysis of Russia's role in world oil supply system. The dynamics and structure of the oil production in Russia with differentiation across regions and companies. The main indicators characterizing the work of the refining industry in Russia. The analysis of the structure and dynamics of exports of oil and oil products in the fields and methods of supply.

Key words: oil industry, oil, vertically integrated oil companies, independent producers, production, processing, export, oil, fuel oil, Eastern Siberia, Sakhalin, the Volga-Ural province, Western Siberia, Transneft, Rosneft, Gazprom Neft.

Несмотря на санкции и снижения цен на нефть, на основную часть перспективных добывающих проектов сформированы инвестиционные программы, которые могут быть лишь несколько растянуты во времени. Это позволит осуществлять устойчивое поддержание и даже обеспечивать некоторый рост нефтедобычи в стране.

Устойчивой тенденцией изменения структуры добычи нефти в России является увеличение доли добычи газового конденсата, что связано с активным вовлечением в разработку высококонденсатного газа Западной Сибири.

Рост добычи нефти в России обеспечивается за счет проектов на востоке страны (Иркутская область, Республика Саха (Якутия), шельф Сахалина), на севере Западной Сибири (ЯНАО) и европейской части России (НАО, Коми). Произошло увеличение добычи нефти в регионах европейской части России (Республиках Татарстан и Башкортостан, Самарская область, Пермский край), а также на шельфах морей (Каспийское, Обская и Тазовская губы).

Таблица 1

Добыча нефти и конденсата в России в 2013–2015 гг., млн т

Субъект Федерации, Федеральный округ	Нефть				Конденсат				Нефтяное сырье, всего			
	2013	2014	2015		2013	2014	2015		2013	2014	2015	
			млн т	прирост, млн т			млн т	прирост, млн т			млн т	прирост, млн т
Уральский ФО	291,2	287,1	282,2	–4,9	12,3	13,7	17,6	3,9	303,5	300,8	299,8	–0,9
Приволжский ФО	115,3	114,5	116,2	1,7	0,5	0,7	0,7	0,0	115,8	115,2	116,9	1,7
Сибирский ФО	45,0	46,3	47,8	1,5	1,2	1,4	1,4	0,0	46,2	47,6	49,2	1,5
Северо-западный ФО	27,5	28,9	31,1	2,2	0,1	0,1	0,1	0,0	27,6	29,0	31,1	2,2
Дальневосточный ФО	19,1	21,0	23,7	2,7	2,4	2,4	2,6	0,2	21,5	23,4	26,3	2,9
Южный ФО	4,2	6,3	6,4	0,0	3,0	2,9	2,9	0,0	7,2	9,2	9,2	0,0
Северо-Кавказский ФО	1,6	1,5	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	1,5	1,5	0,0
Всего	503,4	505,4	508,7	3,3	20,0	21,2	25,3	4,1	523,4	526,6	534,0	7,4

Рост добычи нефти в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях обеспечивается активным применением технологий и методов интенсификации добычи нефти, а также вовлечением в разработку мелких и мельчайших месторождений для компенсации падения добычи на крупных и средних месторождениях региона.

Рост добычи нефти в европейской части и на востоке страны поддерживается за счет роста добычи на новых месторождениях, которые сохраняют еще потенциал роста в течение нескольких лет. Однако происходит замедление темпов роста добычи нефти в Восточной Сибири, так как базовые месторождения вышли на проектный уровень добычи.

Сокращение добычи нефти происходит в Западной Сибири, прежде всего в ХМАО. Введение в разработку последних крупных месторождений не позволило стабилизировать добычу в регионе. Одним из направлений стабилизации добычи нефти в Западной Сибири является вовлечение в разработку мелких и мельчайших месторождений.

В организационной структуре добычи нефти в России начиная с 2010 г. наметилась тенденция сокращения доли вертикально-интегрированных компа-

ний (ВИНК) с одновременным увеличением доли независимых компаний. Устойчивой тенденцией развития НГК России последних лет стало сокращение доли темных нефтепродуктов в структуре выпуска нефтеперерабатывающей отрасли. Обуславливается это повышением таможенных пошлин на темные нефтепродукты и комплексной модернизацией перерабатывающей отрасли в целом. Ввод новых и реконструкция действующих мощностей НПЗ, преимущественно ВИНК, позволил увеличить среднюю глубину переработки нефти до 74,7 %. В то же время снижение общего объема переработки нефти привело к сокращению уровня загрузки заводов с 91 до 87 %, который практически не изменился на протяжении последних лет (табл. 2).

Таблица 2

Основные показатели нефтеперерабатывающей промышленности России
в 1990–2015 гг.

Год	Первичная переработка, млн т	Загрузка установок по первичной переработке нефти, %	Производство основных нефтепродуктов, млн т			Глубина переработки нефти на конец года, %
			автомобильный бензин	дизельное топливо	мазут	
1990	300	85	41	75,6	95	67,0
1995	185	61	28	43	60	63,0
2000	174	62	27,2	49,3	48,4	70,8
2005	207	79	31,9	59,9	56,7	71,6
2010	250	92	36	69,9	69,5	71,2
2011	256	91	36,6	70,6	73,3	70,8
2012	268	96	38,2	69,7	74,5	71,2
2013	275	93	38,7	72,0	76,9	70,4
2014	288,9	91	38,3	77,3	78,4	70,8
2015	282,4	87	39,2	76,1	71,0	74,7

Источники: Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России. – № 1. – 2000–2013 гг.; Сводные показатели производства энергоресурсов в Российской Федерации // Инфо ТЭК. – № 1. – 2000–2013 гг.

Однако несмотря на стимулирование увеличения глубины переработки, в структуре выпуска нефтепродуктов в России все еще продолжает доминировать производство тяжелых и средних дистиллятов.

Происходит изменение тенденции, направленной на сокращение экспорта нефти, который наоборот увеличился, а экспорт темных нефтепродуктов сократился. В основном увеличение экспорта нефти обуславливается ростом спроса со стороны стран АТР, для удовлетворения которого активно ведется строительство трубопроводной инфраструктуры на востоке страны – строительство магистрального нефтепровода «Куюмба–Тайшет», расширение трубопроводной системы ВСТО, в том числе пропускной способности нефтепровода «Сковородино–Мохэ». Кроме того, проходит активное расширение и реконструкция сов-

местно с казахстанской стороной нефтепровода «Туймазы – Омск – Новосибирск» (ТОН-2). Для введения в промышленную разработку северных регионов Западной Сибири, обладающих значительным потенциалом, осуществляется строительство магистрального нефтепровода «Заполярье–Пурпе».

Модернизация нефтеперерабатывающей отрасли в сочетании с мерами государственного стимулирования производства и экспорта качественных продуктов переработки (бензин и дизельное топливо) привело к активному формированию экспортных продуктопроводов – проекты «Север», «Юг».

Таким образом, в нефтяной промышленности в 2015 г. впервые за последние десятилетия наметились положительные тенденции развития, прежде всего в секторе переработки, чему способствовал ряд законодательных, административных и налоговых мер государственного регулирования, принятых в период 2012–2014 гг.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РНФ №. 16-18-10182, РФФИ № 15-06-09094, № 17-06-00537.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А. Э., Эпов М. И., Эдер Л. В. Долгосрочные и среднесрочные факторы и сценарии развития глобальной энергетической системы в XXI веке // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 689–700.
2. Эдер Л. В., Филимонова И. В. Экономика нефтегазового сектора России // Вопросы экономики. – 2012. – № 10. – С. 76–91.
3. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Современное состояние и прогноз развития нефтяного рынка Азиатско-Тихоокеанского региона // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 1. – С. 82–99.
4. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Ожерельева И. В. Стержень стратегического развития России // Бурение и нефть. – 2010. – № 3. – С. 3–9.
5. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мочалов Р. А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. – 2015. – № 3. – С. 3–10.
6. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Газовый рынок Азиатско-Тихоокеанского региона. Стратегия России в вопросе поставок // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2008. – № 1. – С. 38–50.
7. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на Востоке России. – Новосибирск, 2010.
8. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество. – Новосибирск, 2011.
9. Коржубаев А., Филимонова И., Эдер Л. Движение на Восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60–67.
10. Эдер Л. В. Европейский рынок нефти. Стратегия России / науч. ред. А. Э. Конторович ; Российская акад. наук, Сибирское отделение ; Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. – Новосибирск, 2007.

© Л. В. Эдер, 2017

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РОССИЙСКОГО РЫНКА НЕФТЕСЕРВИСНЫХ УСЛУГ

Александр Викторович Сипполайнен

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 17, аспирант; компания «Бейкер Хьюз», 125284, Россия, г. Москва, Ленинградский пр., 31 А, стр. 1, инженер, тел. (913)911-18-96, e-mail: Alexander.Sippolaynen@bakerhughes.com

Приводится краткий анализ российского рынка нефтесервисных услуг, а также описание основных проблем отрасли в условиях снижения мировых цен на энергоресурсы.

Ключевые слова: нефтесервис, ВИНК, аутсорсинг, геофизика, бурение.

ACTUAL PROBLEMS OF THE RUSSIAN OIL AND GAS SERVICE MARKET

Alexander V. Sippolaynen

Institute of Economics and Industrial Engineering SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 17 Akademik Lavrentiev Prospect, graduate student; company «Baker Hughes», 125284, Russia, Moscow, 31 A Leningradsky Prospect, build. 1, engineer, tel. (913)911-18-86, e-mail: Alexander.Sippolaynen@bakerhughes.com

The brief analysis of the Russian oil and gas service market and description of the main sector's problems in the face of declining world prices for energy resources.

Key words: oil and gas service, VINK, outsourcing, geophysics, drilling.

В 2014 г. произошло резкое падение мировых цен на энергоносители, что привело к масштабным изменениям глобального рынка нефтедобычи и сопутствующим сервисам. Рынок нефтесервисных услуг как составная часть производственной цепи в нефтегазовой индустрии также подвергся существенным испытаниям, которые привели к значительным изменениям.

Основная задача нефтесервисных компаний заключается в обеспечении добычи нефтегазовых ресурсов и проведении сопутствующих работ, а также в повышении эффективности нефтедобычи.

Рынок услуг включает в себя такие сегменты, как геофизические исследования скважин, бурение, ремонт скважин и оборуодования (таблица). Рынок нефтесервисных услуг является достаточно наукоемкой отраслью, поскольку происходит постепенное истощение месторождений и требуется разработка и внедрение новых технологий для повышения эффективности добычи. Обладание технологиями является ключевым конкурентным фактором на данном рынке.

Нефтесервисный рынок России представлен порядка 200 компаниями и имеет ряд специфических особенностей: большинство отечественных компаний входят в структуры крупных вертикально-интегрируемых нефтяных компаний (ВИНК) или были образованы путем выделения из них в независимые компании. Также для рынка характерно присутствие весомой доли независимых крупных зарубежных компаний, что объясняется рядом факторов: заказчик – нефтедобывающие компании настроены на заключение кратковременных контрактов и отсрочку оплаты услуг.

Сравнительная таблица сегментов нефтесервисного рынка России
по данным ЦДУ, 2015 г.

Сегмент нефтесервисного рынка РФ	Объем финансирования, млн руб.	Доля от объема рынка в денежном выражении, %
Эксплуатационное бурение	202 260	27,2
Цементирование	41 856	5,6
Интенсификация добычи	18 066	2,44
Разведочное бурение	16 723	2,2
Каротаж во время бурения	32 447	4,3
Насосные услуги	73 162	9,8
Гидроразрыв пластов (ГРП)	62 395	8,4
Заканчивание скважин	42 276	5,71
Капитальный ремонт скважин (КРС)	108 183	14,5
Буровые растворы	30 402	4,1
Геофизические исследования	74 098	9,9

Таким образом, российские компании не имеют гарантий долгосрочных финансовых поступлений, и это, как следствие, препятствует их росту и не дает им возможности оказывать услуги высокого качества и ограничивает доступ к новейшими технологиям, которыми обладают иностранные компании.

Иностранные компании сталкиваются с ограничениями в своей деятельности, в первую очередь из-за санкций было запрещено использование технологий по освоению трудноизвлекаемых запасов углеводородов, разработке месторождений на глубоководном шельфе (свыше 152 м) и новейшего оборудования [1]. Также ограничение коснулось возможности работы иностранных специалистов, которые были переведены компаниями в другие страны. Изменение курса валют оказало негативный эффект на иностранные компании в связи с тем, что большинство контрактов были заключены в рублях, а обслуживание и закупка нового оборудования производится в евро или долларах, из-за чего компании понесли дополнительные издержки. Санкции оказали очевидный негативный эффект и на российские компании из-за ограничения доступа российских нефтегазовых компаний к западным финансовым рынкам. Ограничение усугубилось тем, что большая часть производственных фондов российских компаний устарела и нуждается в высокзатратном обновлении для выполнения усложняющихся задач (более 50 % буровых установок, используемых российскими компаниями, произведена в начале 1980-х годов, при предельных сроках эксплуатации 25 лет [2]).

Значительными факторами, которые оказали влияние на рынок, стали: уменьшение затрат на геологоразведку новых месторождений, а также отказ от разработки высокзатратных проектов [5].

Изменение конъюнктуры рынка, а также консолидация нефтегазового рынка в России (четыре крупнейшие нефтяные компании формируют большую часть спроса на бурение и сопутствующие сервисы (более 75 % от объема рынка [5]), что вынуждает нефтесервисные компании предоставлять все более весомые скидки на свои услуги.

Еще одной отличительной особенностью нефтегазового рынка России является сосредоточение производства в одном регионе (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция), при этом ведется разработка преимущественно старых месторождений, которые истощаются. Для дальнейшей их разработки и ввода новых месторождений нефтегазовым компаниям необходимо применять новейшие технологии, которые невозможно использовать без привлечения высокоразвитых нефтесервисных компаний.

Таким образом, дальнейшее развитие нефтегазового комплекса России невозможно представить без качественного развития нефтесервисной индустрии для решения новых высокотехнологических задач.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Аверин И. В. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
2. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
3. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.
4. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / Буданов В. И., Вальтух К. К., Дементьев Н. П. и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).
5. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса Востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
6. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.
7. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В., Немов В. Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 12. – С. 2097–2114.
8. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34–43.
9. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Проворная И. В., Мамахатов Т. М. // Минеральные ресурсы: экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41–51.
10. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Проворная И. В., Мочалов Р. А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16–22.

© А. В. Сипполайнен, 2017

ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА КАПИТАЛИЗАЦИЮ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Екатерина Александровна Рыбаченко

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел. (961)224-20-81, e-mail: kattya61194@mail.ru

В статье рассматриваются факторы, влияющие на капитализацию компаний нефтегазового комплекса. Устанавливается зависимость капитализации компаний нефтегазового сектора от различных факторов.

Ключевые слова: рыночная капитализация, нефтегазовые компании.

INFLUENCE OF VARIOUS FACTORS ON THE CAPITALIZATION OF OIL AND GAS COMPANIES

Ekaterina A. Rybachenko

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., student, tel. (961)224-20-81, e-mail: kattya61194@mail.ru

The article examines the factors affecting the capitalization of oil and gas companies. The purpose of this article is to establish the relationship between the company's capitalization and various factors.

Key words: market capitalization, oil and gas companies.

С формированием рыночной экономики на российском рынке стала действовать такая форма собственности, как акционерные общества. Следовательно, в России стало возможным использование рыночной капитализации для оценки эффективности деятельности компании. Рыночная капитализация – один из главных показателей, которые учитываются при расчете фондовых индексов. Капитализация становится показателем устойчивости и эффективности деятельности предприятия, является критерием оценки работы менеджмента и оценки перспектив будущего роста. В связи с важным значением уровня капитализации в деятельности компании многие из них ставят своей целью повышение уровня капитализации, а для этого необходимо знать, какие факторы могут оказать влияние на величину капитализации.

Целью работы является определение факторов, которые влияют на величину капитализации компаний нефтегазового сектора.

Отраслью, компании которой имеют наибольшую величину рыночной капитализации в России, является нефтяная и нефтегазовая промышленность. Несмотря на то, что ее доля снижается почти с 73 % в 2002 г. до 42 % – к 2017 г., она остается лидирующей по удельному весу в величине капитализации крупнейших компаний.

Величина капитализации компании определяется различными факторами. Поскольку капитализация представляет собой суммарную стоимость всех акций компании, то ее значение зависит от стоимости акций и определяется фак-

торами, влияющими на цену акций. Цена акций компании на рынке определяется результатами деятельности компании, а также многочисленными внешними факторами. Все факторы могут быть разделены на три большие группы: макроэкономические, отраслевые и микроэкономические. Макроэкономические факторы включают показатели, отражающие эффективность экономики страны. Успешно развивающиеся страны наиболее привлекательны для инвестиций, и компании этих стран могут иметь большую капитализацию. Отраслевые факторы включают показатели, характерные для отдельных отраслей. Для компаний нефтегазового комплекса такими являются, например, цены на нефть и объем добычи нефти и газа. Микроэкономические факторы непосредственно относятся к деятельности компании. Они показывают эффективность работы компании и, соответственно, влияют на капитализацию, так как наиболее успешные компании являются привлекательными для инвесторов.

Для построения модели выбраны нефтяные компании, попадающие в 50 позиций рейтинга Топ-200 компаний России по капитализации за 2015 г., предоставляемого агентством Эксперт Ра. Это компании: Роснефть, Лукойл, Татнефть, Сургутнефтегаз, Башнефть и Славнефть. Период наблюдения, за который берутся данные по исследуемым компаниям – 2000–2015 гг. В качестве факторов, претендующих на включение в модель, рассмотрены факторы из каждой группы: из группы макроэкономических факторов взяты ВВП, кредитный рейтинг и ставка рефинансирования, из отраслевых – цена на нефть и объем добычи нефти, из микроэкономических – дивиденды на акцию и выручка.

Корреляция капитализации компании и исследуемых факторов представлена в табл. 1. Для большинства компаний наблюдается сильная корреляция капитализации с факторами из различных групп, т. е. на капитализацию компании влияют как макроэкономические, так и отраслевые и микроэкономические факторы.

Таблица 1

Корреляция капитализации компании и исследуемых факторов

Компания	ВВП	Цена на нефть	Кредитный рейтинг	Ставка рефинансирования	Дивиденды на акцию	Добыча нефти	Выручка
Лукойл	0.615	0.594	0.731	-0.780	0.306	0.684	0.481
Роснефть	0.759	0.794	0.755	-0.791	0.280	0.610	0.520
Татнефть	0.892	0.878	0.813	-0.912	0.692	0.799	0.620
Сургутнефтегаз	0.333	0.344	0.639	-0.645	0.707	0.739	0.215
Славнефть	0.108	0.097	0.678	-0.420	0.790	0.868	0.023
Башнефть	0.790	0.860	0.686	-0.740	0.721	0.683	0.878

Как видно из табл. 1, наблюдается положительная корреляция капитализации компаний с ценами на нефть и объемом добычи нефти. С ростом цен на нефть и увеличением добычи капитализация компании растет, поскольку это свидетельствует о развитии отрасли. Рост цен на нефть для инвесторов означа-

ет, что компания сможет больше заработать, а значит, и выплатит большие дивиденды, растет спрос на акции, увеличивается их цена и, соответственно, капитализация компании.

Микроэкономические факторы, такие как, например, дивиденды и выручка, характеризуют деятельность компании и также положительно влияют на капитализацию. Увеличение дивидендов и выручки свидетельствует об эффективности деятельности компании и способствует росту капитализации.

Капитализация нефтегазовых компаний положительно зависит от ВВП и кредитного рейтинга страны и отрицательно – от ставки рефинансирования (ключевой ставки). С ростом ставки рефинансирования банки страны берут кредиты у ЦБ под более высокий процент, следовательно, ставка процента по кредитам в стране увеличивается. Денежные средства становятся менее доступными как для населения, так и для предприятий. В стране сокращаются инвестиции, что свидетельствует о неблагоприятной ситуации. Инвестиции в компании данной страны сокращаются, капитализация снижается.

Далее из выбранных факторов с помощью процедуры Stepwise, реализованной в программе Stata, были исключены те факторы, которые имеют сильную связь друг с другом, чтобы избежать мультиколлинеарности и построить оптимальную модель.

В ходе работы была построена линейная модель с фиксированными эффектами, отражающая связь между капитализацией и объясняемыми переменными, результаты представлены в табл. 2. Полученная модель является статистически значимой. Коэффициент детерминации составляет 0,72.

Таблица 2

Параметры модели с фиксированными эффектами

Параметр	Коэффициент	Стандартная ошибка	t-статистика	Уровень значимости	95% интервал	
Кредитный рейтинг	0.888642	0.384987	2.31	0.024	0.122	1.654
Объем добычи нефти	2.489479	0.389445	6.39	0	1.714	3.264
Выручка	1.234671	0.268248	4.6	0	0.700	1.768
Константа	-3.79382	0.528109	-7.18	0	-4.84	-2.74

По результатам построенной модели можно сделать вывод, что наибольшее влияние на капитализацию компаний нефтегазового комплекса оказывает объем добычи нефти компанией. Коэффициент при добыче составляет 2,5, а t-статистика равна 6,39, что говорит о высокой значимости данного фактора на исследуемый показатель. Это неудивительно, ведь объем добычи является основным показателем деятельности компаний нефтегазового комплекса.

Большое влияние на капитализацию оказывает выручка компании. Коэффициент при данном факторе положителен и равен 1,19. Фактор является значимым, t-статистика составляет 4,21.

Кредитный рейтинг страны также оказывает большое влияние на капитализацию компаний. Коэффициент при данном факторе составляет 0,88, то есть при изменении кредитного рейтинга на единицу, капитализация компании изменяется на 0,88 единиц. Кредитный рейтинг отражает положение страны на мировом рынке. Если страна имеет низкий кредитный рейтинг, то инвесторы не стремятся вкладывать средства в активы данной страны, и капитализация компаний снижается в связи со снижением спроса на акции и, следовательно, их цены.

По результатам построенной модели можно сказать, что капитализация нефтегазовой компании положительно зависит от кредитного рейтинга страны, цен на нефть, объемов добычи нефти и выручки компании. Наибольшее влияние на капитализацию оказывает величина выручки. Выявлено, что капитализация нефтегазовых компаний в большей степени определяется факторами, на которые компания может оказывать непосредственное влияние (объем добычи). Иными словами, капитализация в первую очередь определяется эффективностью деятельности компании, макроэкономические факторы оказывают второстепенное влияние.

С практической точки зрения результаты полученной модели могут быть использованы для построения прогноза величины капитализации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34–45.
2. Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51–61.
3. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40–51.
4. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю. Современное состояние нефтяной промышленности России // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8–13.
5. 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.
6. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Светлое будущее в углеводородных тонах // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37.
7. Комплексный анализ современного состояния нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Дякун А. Я., Мамахатов Т. М. // Вестник Тюмен. гос. ун-та. Экология и природопользование. – 2016. – Т. 2, № 1. – С. 43–60.
8. Эдер Л. В., Проворная И. В., Филимонова И. В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений // Бурение и нефть. – 2016. – № 10. – С. 8–15.
9. Мкртчян Г. М., Эдер Л. В., Филимонова И. В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48–57.
10. 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.

© Е. А. Рыбаченко, 2017

ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА ИСТОЧНИКА ФИНАНСИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ С УЧЕТОМ ФАКТОРА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Наталья Сергеевна Селиванова

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, магистрант, тел. (383)363-43-33, e-mail: selivanovaSS@gmail.com

Проведен обзор инвестиционной деятельности в нефтегазовой отрасли России, разработана модификация модели инвестиционного проекта с учетом волатильности цены на нефть, апробированная в расчетах на примере малой нефтегазовой компании Республики Татарстан.

Ключевые слова: финансирование инвестиций, нефтегазовый комплекс, оценка инвестиционного проекта.

CHOOSING A SOURCE OF FUNDS FOR OIL AND GAS PROJECT IN CONDITION OF RISK AND UNCERTAINTY

Natalia S. Selivanova

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., undergraduate, tel. (383)363-43-33, e-mail: selivanovaSS@gmail.com

The review of investments in the oil and gas industry in Russia is given, it is developed a modification of a simulation model of the project, tested in calculations on the example of oil and gas company of Republic of Tatarstan.

Key words: the financing of investments, the oil and gas industry, assessment of investment project.

Нефтегазовый комплекс является важнейшим структурным элементом экономики России, одним из ключевых факторов преодоления кризисных явлений. Доходы нефтегазовых компаний формируют около 50 % федерального бюджета, обеспечивают более половины экспортного потенциала страны. Нефтегазовый комплекс является капиталоемкой отраслью, требующей значительных инвестиций как в секторе разведки и добычи, так и переработки. В секторе разведки и добычи в связи с истощением ресурсно-сырьевой базы традиционных районов добычи углеводородов, недропользователи вынуждены осваивать более труднодоступные месторождения в северных широтах, либо на шельфах морей, что связано с дополнительным объемом капитальных вложений. Период с 2000 по 2005 г. характеризуется сдержанным ростом объема капиталовложений в нефтегазовый комплекс России, при этом доля капиталовложений в НГК в общем объеме инвестиций сократилась с 17,7 % в 2000 г. до 12,6 % – в 2005 г. С 2005 г. процесс инвестирования осуществлялся более интенсивно, и к 2014 г. доля нефтегазовой промышленности возросла до 17 % (рис. 1).



Рис. 1. Инвестиции в нефтегазовый комплекс России в 2000–2014 гг.

Объем и доступность финансирования инвестиционного проекта напрямую влияет на разработку и успешную реализацию проекта. Инвестиционные проекты в нефтегазовой отрасли экономики имеют длительные сроки реализации и высокую степень риска в связи с этим важно определить наиболее выгодные источники финансирования проектов и их рациональное сочетание. Таким образом, проблема выбора источника финансирования является актуальной на сегодняшний день для капиталоемких и фондоёмких отраслей.

Целью исследования является разработка и обоснование методического подхода к оценке инвестиционных проектов с учетом вариантов финансирования в нефтегазовой отрасли в условиях неопределенности и риска. В соответствии с поставленной целью были сформулированы следующие задачи:

- совершенствование методического подхода к оценке инвестиционных проектов с учетом вариантов финансирования в условиях неопределенности и риска;
- апробирование разработанного методического подхода в рамках исследования эффективности разработки нефтяного месторождения в зависимости от выбора источника финансирования;
- анализ чувствительности критериев эффективности проекта к ключевым параметрам источников финансирования.

В качестве объекта исследования выбраны малые нефтяные компании Республики Татарстан. В Республике Татарстан активно развивается малый и средний бизнес в нефтегазовой отрасли, созданы новые нефтедобывающие компании, разрабатывающие малые месторождения. Именно малые нефтяные компании дают основной прирост добычи в Республике Татарстан, более того,

доля добычи нефти на малых и средних месторождениях будет неуклонно возрастать (рис. 2).

Малые нефтяные компании не всегда имеют возможность финансировать нефтяные проекты за счет собственных ресурсов. Кроме того, особенностью малых нефтяных компаний является высокий уровень выручки от реализации сырья, что затрудняет отнесение их к числу субъектов малого или среднего предпринимательства. Поэтому малые нефтяные компании в большинстве случаев не могут претендовать на государственную поддержку, которую государство гарантирует малому и среднему бизнесу. В связи с этим возникает проблема привлечения внешних ресурсов и эффективного распределения финансовых средств.

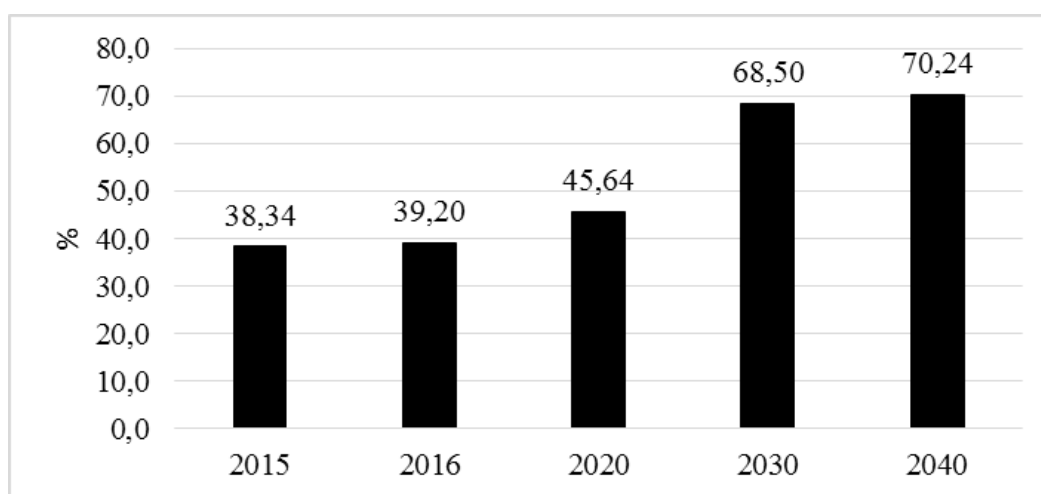


Рис. 2. Прогноз доли добычи нефти на мелких и средних месторождениях в Республике Татарстан в 2015–2040 гг.

Источник: составлено автором на основе [1]

Для того чтобы рассмотреть влияние выбора различных источников финансирования на конечные показатели эффективности разработки нефтяного месторождения выбраны следующие варианты схем: финансирование проекта за счет собственных средств; заемное финансирование с учетом реинвестирования; финансирование проекта только за счет привлечения заемного капитала.

Для сравнения разных вариантов финансирования разработана модификация модели инвестиционного проекта с учетом волатильности цены на нефть, апробированная в расчетах на примере малой нефтегазовой компании Республики Татарстан.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / Буданов В. И., Вальтух К. К., Дементьев Н. П. и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).

2. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
3. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.
4. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34–45.
5. Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51–61.
6. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40–51.
7. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю. Современное состояние нефтяной промышленности России // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8–13.
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. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Светлое будущее в углеводородных тонах // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37.
10. Эдер Л. В., Проворная И. В., Филимонова И. В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений // Бурение и нефть. – 2016. – № 10. – С. 8–15.

© Н. С. Селиванова, 2017

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ НА ОСНОВЕ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРВИЧНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Владислав Дмитриевич Кожевин

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, бакалавр, тел. (383)363-43-33, e-mail: kozhevl@mail.ru

Нефтегазовый сектор России играет системообразующую роль в экономике России и оказывает значительное влияние как на отдельные экономические процессы в стране, так и на экономическую политику в целом, что связано с высокой долей в бюджете нефтегазовых доходов. Именно поэтому в современных условиях необходимо обратить пристальное внимание на анализ системы финансовых и экономических показателей нефтегазового комплекса, позволяющих оценить состояние и эффективность нефтегазовой отрасли России.

Ключевые слова: экономическая эффективность, нефтегазовые компании, добыча нефти и газа, экономика России.

ANALYSIS OF STATE OIL-AND-GAS COMPLEX OF RUSSIA ON THE BASIS OF KEY PRIMARY INDICATORS

Vladislav D. Kozhevin

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., student, tel. (383)363-43-33, e-mail: kozhevl@mail.ru

The oil and gas sector plays a strategic role in the Russian economy and has a significant impact on the economic processes in the country and on the economic policy in General, which is associated with a high proportion of the budget oil and gas revenues. That is why in modern conditions it is necessary to pay close attention to the analysis of financial and economic indicators oil and gas industry, to assess the condition and effectiveness of the oil and gas industry of Russia.

Key words: economic efficiency, oil and gas companies, oil and gas, Russia's economy.

В целом для отрасли на протяжении всего рассматриваемого периода была характерна тенденция ежегодного роста выручки, однако в кризисный 2014 г. произошло резкое сокращение долларовой выручки от экспорта нефтегазовой продукции на четверть (с 357 до 269 млрд долл.), вызванное снижением цены на нефть на мировом рынке, а также девальвацией национальной валюты. Динамика роста выручки для каждой компании в отдельности была различна, в результате чего среднеотраслевое значение роста выручки в 2015 г. по сравнению с 2014 г. оказалось на уровне 2,2 % (т. е. самым низким за весь рассматриваемый период) (таблица).

В 2015 г. в структуре выручки нефтегазового комплекса 66,5 % (265 млрд долл.) приходится на экспортные поставки. Доходы от продажи нефти, газа и продуктов их переработки на внутреннем рынке составляют 33,5 % (7,4 трлн руб.). За период с 2011 по 2015 г. доля выручки от внутреннего рынка сократилась как в относительном, так и в абсолютном значении с 46,3 до 33,5 %, т. е. более чем на 12 %.

**Основные финансовые показатели нефтегазовой отрасли России
в 2012–2015 гг., млрд руб.**

Компания	2012	2013	2014	2015	Изменение, 2015/2014, %
Выручка	20 018	21 419	23 032	23 547	2,2
Операционные расходы	17 099	14 100	16 194	17 820	10,0
Налоговая нагрузка	9 082	8 736	10 021	8 630	14,0
Капитальные вложения	3 059	3 157	3 292	3 625	10,1
Чистая прибыль	2 525	2 898	2 182	2 867	31,4

Источник: Консолидированная финансовая отчетность компаний по МСФО, US GAAP, РСБУ. – 2012–2015.

Рынок сырой нефти в России достаточно сильно монополизирован, его можно отнести к олигополистическому рынку – 72 % выручки нефтегазового рынка формируется тремя крупнейшими компаниями: «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть» – на них приходится почти 55 % добычи нефти и 73 % добычи газа. При этом доля в выручке НГК государственных нефтегазовых компаний по-прежнему остается высокой – около 58 %, что свидетельствует о практически монопольном положении государства на нефтегазовом рынке. В подтверждение этого можно привести значение индекса Херфиндаля – Хиршмана, которое еще в 2012 г. составляло 1509 пунктов, что характеризует умеренно концентрированный рынок. Однако в результате приобретения компанией «Роснефть» компании «ТНК-ВР» индекс Херфиндаля – Хиршмана в 2013 г. превысил пороговое значение и к 2015 г. достиг 1862 пунктов.

В связи с экспортной ориентацией российского нефтегазового комплекса наибольшая часть выручки (15,7 трлн руб. или 67 %) поступает за счет экспорта углеводородного сырья и нефтепродуктов. От реализации продукции на внутреннем рынке формируется около 7,1 трлн руб. (33 % совокупной выручки). Крупнейшие компании нефтегазового комплекса: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» – ориентируются в основном на экспорт продукции в зарубежные страны – доля экспортной выручки в их продажах составляет более 70 %, доходя у компании «ЛУКОЙЛ» до 84 %.

Практически половина выручки в объеме почти 11,2 трлн руб. (47,5 %) приходится на сырую нефть и газ, что указывает на недостаточную переработку нефти на территории России.

Структура экспортной выручки несколько изменилась за последнее время. Так, если в 2013 г. с небольшим перевесом преобладала выручка от поставок сырья (54 %), то в 2015 г. уже на выручку от нефтепродуктов пришлось почти 55 %, что связано в основном с постепенной модернизацией нефтеперерабатывающих заводов. На внутреннем рынке доминирует реализация продуктов переработки и нефтехимии, где доля такой выручки доходит до 67 %.

В 2015 г. чистая прибыль компаний нефтегазового комплекса выросла на 31 % по сравнению с предыдущим годом и вернулась к предкризисному значению, составив 2,87 трлн руб.

В результате падения мировых цен на нефть налоговая нагрузка на нефтегазовую отрасль значительно сократилась, опустившись ниже докризисных значений – 8,6 трлн руб. в 2015 г., или всего 36,7 % от выручки всего нефтегазового комплекса, что является наименьшим значением за весь рассматриваемый период. Точно так же доля налоговых поступлений в бюджет РФ снизилась с 51 % в 2014 г. до 43% – в 2015 г., что не только указывает на снижение налоговой нагрузки в кризисный период, но и отмечает попытки переориентации экономики на несырьевые доходы.

Инвестиции компаний НГК России в 2015 г. составили 3 625 млрд руб. – данное значение показателя является наибольшим за весь рассматриваемый период. В среднем по отрасли капитальные вложения выросли на 10 % по отношению к 2014 г. и на 15 % –к докризисному 2013 г. Наибольшая доля инвестиций в отрасли приходится на компанию «Газпром», которая продолжает выполнять свою инвестиционную программу, формируя более 37 % от общего объема капитальных вложений в отрасли. Значительное повышение капиталовложений наблюдалось у компаний «Татнефть» (+48 %), «Газпром нефть» (+29 %) «Башнефть» (+28 %). Основной абсолютный прирост инвестиций произошел у компании «Газпром», которая увеличила капитальные вложения в 2015 г. на 123,5 млрд руб.

Тем не менее кризис негативно сказался на деятельности нефтегазового сектора. Основной его причиной стало падение цен на нефть на мировых рынках, что привело к ухудшению рентабельности НГК в 2 раза. Также характерными тенденциями кризиса стал рост закредитованности отрасли, снизились показатели ликвидности и платежеспособности. Кризис негативно сказался и на инвестиционной привлекательности компаний, за время кризиса суммарная капитализация крупнейших компаний сократилась на 7 %, однако уже по итогам 2015 г. вновь выросла на 10 % относительно докризисного периода. Кризис значительно сократил прибыль крупнейших компаний, а самым негативным явлением кризиса стало сокращение инвестиций в разведку и разработку месторождений, что, несомненно, станет причиной падения добычи нефти в будущем. В 2015 г. явно наметились тенденции на восстановление нефтегазового сектора, на что указывает ряд представленных показателей, а также попытки государства переориентировать экономику на не нефтегазовую основу. Однако пока еще рано говорить о полном восстановлении НГК России ввиду все еще нестабильной ситуации на мировом рынке нефти.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В., Немов В. Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 12. – С. 2097–2114.

2. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34–43.
3. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Проворная И. В., Мамахатов Т. М. // Минеральные ресурсы: экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41–51.
4. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Проворная И. В., Мочалов Р. А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16–22.
5. 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.
6. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Мишенин М. В., Проворная И. В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15–23.
7. Эдер Л. В., Немов В. Ю., Филимонова И. В. Перспективы энергопотребления на транспорте: методические подходы и результаты прогнозирования // Мир экономики и управления. – 2016. – Т. 16, № 1. – С. 25–38.
8. Комплексный анализ современного состояния нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Дякун А. Я., Мамахатов Т. М. // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. 2016. Т. 2, № 1. – С. 43–60.
9. Эдер Л. В., Проворная И. В., Филимонова И. В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений // Бурение и нефть. – 2016. – № 10. – С. 8–15.
10. Мкртчян Г. М., Эдер Л. В., Филимонова И. В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48–57.
11. 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.
12. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В. Ключевые тенденции в области лицензирования участков, содержащих нефть и газ // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2017. – № 1. – С. 20–28.

© В. Д. Кожевин, 2017

ТЕНДЕНЦИИ ЛИЦЕНЗИОННОЙ ПОЛИТИКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Михаил Владимирович Мишенин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса, тел. (383)333-28-14, e-mail: MisheninMV@ipgg.sbras.ru

В статье проведен анализ структуры конкурсов и аукционов на получение права пользования участками недр по субъектам Российской Федерации с дифференциацией по объему запасов, содержащихся на участках, структуре сырьевой базы.

Ключевые слова: нефть, газ, эффективное пользование недрами, лицензионная политика, аукцион, конкурс, участок недр, субъект РФ, разовый платеж, лицензирование, стоимость, запасы, ресурсы, недропользование.

TRENDS LICENSING POLICY OIL AND GAS COMPANIES

Mikhail V. Mishenin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Junior Researcher, tel. (383)333-28-14, e-mail: MisheninMV@ipgg.sbras.ru

The article provides the analysis of the structure of competitions and auctions for subsoil use by subjects of the Russian Federation with differentiation by reserves volume contained on the sites, the raw material base structure.

Key words: oil, gas, efficient use of mineral resources, licensing policy, auction, competition, the subsurface area, subject of the Russian Federation, one-time payment, licensing, costs, reserves, resources, use of mineral resources.

1. География проводимых конкурсов и аукционов права пользования недрами по субъектам РФ

Почти 60 % (54 из 93) аукционов по итогам 2015 г. было объявлено на территории европейской части России, где открыто и локализовано значительное число мелких и мельчайших месторождений. Такой высокий интерес к европейскому региону объясняется уже сформированными центрами нефтегазодобычи с хорошо развитой общехозяйственной, транспортной и добывающей инфраструктурой, что позволяет с относительно меньшими издержками проводить разведку и введение в эксплуатацию новых участков [1].

В европейской части России доля состоявшихся аукционов составила 70 % (39 из 54). Наибольшее количество всех объявленных аукционов состоялось в Самарской и Саратовской областях – по шесть аукционов, в Оренбургской и Ульяновской областях – по четыре аукциона [2].

**Количество состоявшихся конкурсов и аукционов
на получение прав пользования недрами и Стартовый и итоговый размеры
разового платежа по субъектам РФ в 2015 г.**

Субъект Федерации	2013	2014	2015	Стартовый размер разового платежа			Итоговый размер разового платежа		
				2013	2014	2015	2013	2014	2015
Европейская часть России	31	29	41	2520,3	2366,4	18067,5	3133,0	3463,5	21034,7
Астраханская область	2			5,8			7,0		
Волгоградская область		1	2		0,2	11,8		17,9	13,2
Краснодарский край	1			47,3			52,0		
НАО	2			17,6			169,1		
Оренбургская область	5	2	7	359,1	33,7	16103,8	412,7	493,3	17960,6
Пермский край	3	2	2	692,0	185,3	18,3	771,1	263,4	20,2
Республика Адыгея			2			0,4			0,6
Республика Башкортостан	2			0,8			0,9		
Республика Дагестан	1	10		0,1	5,7		0,1	6,6	
Республика Калмыкия	1		1	3,2		6,5	6,5		8,5
Республика Коми	2	2	1	42,5	87,0	395,0	51,0	170,7	434,5
Республика Удмуртия	3	1	3	215,9	184,2	350,2	354,9	331,6	352,4
Ростовская область		1	5		16,2	1,0		17,9	1,3
Самарская область	5	7	6	1099,0	1419,0	762,2	1266,5	1623,9	1738,4
Саратовская область	4	3	7	37,1	435,0	23,7	41,2	538,3	68,2
Свердловская область			1			30,3			36,3
Ульяновская область			4			364,3			400,7
Западная Сибирь	14	15	3	43724,7	4309,4	6973,9	103468,9	9832,3	6990,5
ХМАО	9	8	1	41345,4	2592,5	6724,9	99336,3	4313,3	6726,5
ЯНАО	3	6	2	1642,4	1661,7	249,0	3421,9	5458,3	264,0
Томская область	2			737,0			710,7		
Тюменская область		1			55,2			60,7	
Восточная Сибирь	4	4	7	3662,2	36,8	664,9	5030,4	36,8	2247,5
Красноярский край	2	4	2	3629,2	36,8	582,1	4770,5	36,8	1742,3
Иркутская область	2		5	33,0		82,8	259,9		505,2
Континентальный шельф									
Дальний Восток	7		10	638,0	0,0	238,3	1315,1	0,0	5586,6
Республика Саха (Якутия)	5		9	593,0		229,7	1265,6		5577,2
Сахалинская область	2		1	45,0		8,6	49,5		9,5
Всего	56	48	61	50545,3	6712,6	25942,6	112947,3	13332,6	35887,3

В настоящее время на востоке России проводится активная лицензионная политика, более трети всех объявленных аукционов проведено в регионах Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), поскольку это основные регионы поддержания и прироста добычи нефти в России. Наибольшее количество конкурсов и аукционов проведено в Красноярском крае – 14 и в Иркутской области – 11.

В Западной Сибири активное лицензирование участков недр наблюдалось в конце 2015 – начале 2016 гг., когда было объявлено более пяти аукционов на тер-

ритории ХМАО. Однако подведение итогов этих аукционов состоялось в середине 2016 г., в связи с чем результаты не учтены в отчетности за 2015 г. (см. таблицу).

2. Стартовый и итоговый размеры разового платежа за пользование недрами в России

По данным Бюллетеня «Недропользование в России» в 2015 г. итоговый разовый платеж по всем состоявшимся конкурсам и аукционам составил 35,9 млрд руб., превысив показатель 2010 г. (29,3 млрд руб.), однако ниже показателя 2013 г. (112,9 млрд руб.).

Суммарный стартовый размер разового платежа в 2015 г. в России сократился практически в два раза, с 50,5 млрд руб. в 2013 г. до 25,9 млрд руб. в 2015 г. Основное сокращение, почти в 6 раз, произошло за счет Западной Сибири (с 43,7 млрд руб. в 2013 г. до 6,9 млрд руб. 2015 г.) и Восточной Сибири (с 3,6 млрд руб. в 2013 г. до 6 млрд руб. в 2015 г.).

Итоговый размер разового платежа в 2015 г. в России составил 35,9 млрд руб., что меньше показателя 2013 г. более чем в 3 раза. Основное снижение произошло за счет существенного сокращения итогового размера разового платежа в Западной Сибири с 103,5 млрд руб. в 2013 г. до 9,8 млрд руб. в 2014 г. и 7 млрд руб. в 2015 г. В Восточной Сибири также наблюдается тенденция снижения этого показателя, но в меньшей степени – с 5 млрд руб. в 2013 г. до 2,2 млрд руб. в 2015 г. Значительное увеличение итогового размера разового платежа произошло в европейской части России, почти в 7 раз – с 3,1 млрд руб. в 2013 г. до 21 млрд руб. в 2015 г. На Дальнем Востоке значение этого показателя выросло более чем в 4 раза – с 1,3 млрд руб. в 2013 г. до 5,6 млрд руб. в 2015 г. [3].

Средний итоговый размер разового платежа в России в 2015 г. составил 588,3 млн руб. за участок недр, что меньше значения 2013 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 2 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 Красноярский край – 871,2 млн руб. (см. таблицу).

3. Выводы

По результатам проведенных конкурсов и аукционов больше всего торгов было реализовано в европейской части страны, значительный показатель характерен для Дальнего Востока. Такой высокий показатель по европейской части России объясняется в значительной части благодаря большому количеству открытых и локализованных мелких и мельчайших месторождений.

По результатам торгов в 2015 г. итоговый размер разового платежа в России сократился относительно 2013 г. более чем в 3 раза и составил 35,9 млрд руб., тогда как средний итоговый размер разового платежа снизился почти в 4 раза (588,3 млрд руб.). Такое значительное сокращение происходит за счет резкого понижения стоимости участков в Западной (снижение в 15 раз) и в Восточной (снижение более чем в два раза) Сибири.

Значительную часть всех доходов федерального бюджета от лицензирования недр внесли малые независимые нефтяные компании, и наблюдается устойчивое снижение доли участия ВИНК, так как крупные компании имеют высокую степень обеспеченности сырьевой базой текущих проектов и заинтересованы преимущественно в крупных активах, а на конкурсах и аукционах выставляются в основном участки недр с небольшим объемом запасов и ресурсов углеводородов. В 2015 г. наибольший объем поступлений от разовых платежей за право пользования участками недр был внесен компанией ЗАО «Антипинский НПЗ» (16,1 млрд руб.). [4]

Большую часть суммарных запасов газа категории С1 (более 63 %) приходятся на Западную Сибирь (3,4 млрд куб. м), на Европейскую часть приходятся остальные 37 % (2 млрд куб. м). Почти 98% запасов газа категории С2, сосредоточенно на участках из Европейской части России (35,2 млрд куб. м). Ресурсы газа категории С3 все сосредоточены на проданных участках в Восточной Сибири (143,6 млрд куб. м). Ресурсы категорий D1л+D1+D2 распределились в Восточной Сибири (212,7 млрд куб. м) и на Дальнем Востоке (423,9 млрд куб. м) по 31 % и 62 % соответственно.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РФФИ № 15-06-09094, № 17-06-00537.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Элер Л. В. Современное состояние и прогноз развития нефтяного рынка Азиатско-Тихоокеанского региона // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 1. – С. 82–99.
2. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Ожерельева И. В. Стержень стратегического развития России // Бурение и нефть. – 2010. – № 3. – С. 3–9.
3. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мочалов Р. А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. – 2015. – № 3. – С. 3–10.
4. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Газовый рынок Азиатско-Тихоокеанского региона. Стратегия России в вопросе поставок // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2008. – № 1. – С. 38–50.
5. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на Востоке России. – Новосибирск, 2010.
6. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество. – Новосибирск, 2011.
7. Коржубаев А., Филимонова И., Эдер Л. Движение на восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60–67.
8. Эдер Л. В. Европейский рынок нефти. стратегия России / науч. ред. А. Э. Конторович. – Новосибирск, 2007.
9. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18–28.
10. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа Востока России // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 31.

© М. В. Мишенин, 2017

ФОРМИРОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ НА ВОСТОКЕ РОССИИ

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, научный сотрудник лаборатории ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса, тел. (383)333-28-14, e-mail: ProvornayaIV@ipgg.sbras.ru

Трубопроводный транспорт углеводородов играет существенную роль в развитии глобальной системы энергообеспечения. Россия крупнейший экспортер нефти и газа на основные мировые энергетические рынки. Развитие энергетической политики России на современном этапе связано с освоением углеводородного потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока. Одним из основных сдерживающих факторов развития нефтегазовой промышленности на востоке России была слабо развитая общехозяйственная и специализированная транспортная инфраструктура.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, Восточная Сибирь и Дальний Восток, нефтепроводы.

FORMATION OF PIPELINE INFRASTRUCTURE IN THE EAST OF RUSSIA

Irina V. Provornaya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Ph. D., Researcher of the Laboratory of hydrocarbon resources and the forecast of development of oil and gas complex, tel. (383)333-28-14, e-mail: ProvornayaIV@ipgg.sbras.ru

Pipeline transportation of hydrocarbons plays a significant role in the development of the global system of energy supply. Russia is the largest exporter of oil and gas on the world's major energy markets. The development of energy policy of Russia at the present stage is connected with development of hydrocarbon potential of East Siberia and the Far East. One of the main limiting factors in the development of the oil and gas industry in Eastern Russia was the weak development of General and specialized transport infrastructure.

Key words: oil and gas complex of Eastern Siberia and the Far East, oil pipelines.

Россия – крупнейший экспортер нефти и газа на основные мировые энергетические рынки. Развитие энергетической политики России на современном этапе связано с освоением углеводородного потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока. В результате приоритетной задачей социально-экономического развития востока страны и усиления экономических и геополитических позиций России в мире – крупномасштабный выход и закрепление на рынках Тихоокеанского региона, включая энергоносители.

Одним из основных сдерживающих факторов развития нефтегазовой промышленности на востоке России была слабо развитая общехозяйственная и специализированная транспортная инфраструктура. Одним из главных аспек-

тов в решении задач ускоренного экономического роста Восточной Сибири и Дальнего Востока является развитие транспортной инфраструктуры. В связи с этим в последние годы здесь осуществляется активное строительство нефтегазопроводов.

Ежегодно существенно растет объем экспорта нефти из России в страны АТР (табл. 1). Эта тенденция будет продолжаться. Крупнейший импортер российской нефти в АТР – Китай. В 2015 г. общий объем поставок в Китай составил почти 46,1 млн т (табл. 2). Компания «Роснефть» в 2016 г. прокачала дополнительно 5 млн т нефти в направлении Китая по соглашению с китайской China National Petroleum.

В конце 2015–2016 гг. основными проектами АК «Транснефть», направленными на поддержание стабильных объемов экспорта прежде всего на рынок стран Азиатско-Тихоокеанского региона, стали: строительство магистрального нефтепровода «Куюмба – Тайшет», расширение трубопроводной системы ВСТО, расширение пропускной способности нефтепровода «Сковородино – Мохэ», расширение и реконструкция совместно с казахстанской стороной партнерами нефтепровода «Туймазы – Омск – Новосибирск».

Таблица 1

Структура экспорта нефти из России по направлениям

Регион	2014 г.		2015 г.	
	млн т	%	млн т	%
Европа	138,6	69,6	149,6	68,0
АТР	59,3	29,8	69,1	31,4
Прочие	1,2	0,6	1,3	0,6
Всего	199,1	100,0	220	100,0

Источники: Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России. – № 1. – 2000–2012 гг.; Сводные показатели производства энергоресурсов в Российской Федерации // Инфо ТЭК. – № 1. – 2000–2012 гг.

Строительство магистрального нефтепровода «Куюмба – Тайшет». В настоящее время закончено строительство первой очереди нефтепровода «Куюмба – Тайшет». Нефтепровод соединяет Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское месторождения Красноярского края с трубопроводной системой «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО). Нефть с месторождений по системе ВСТО поставляется на Комсомольский и Хабаровский НПЗ, а также на экспорт. Его протяженность – 697 км.

Первая очередь нефтепровода мощностью 8,6 млн т введена в эксплуатацию в четвертом квартале 2016 г. Второй этап предусматривает проектирование и строительство нефтепровода для увеличения пропускной способности до 15 млн т с завершением работ в четвертом квартале 2023 г. Объемы сдачи нефти в нефтепровод «Куюмба – Тайшет» по актуализированным заявкам нефтяных компаний составляют: в 2017 г. – 660 тыс. т, в 2018 г. – 1,07 млн т, в 2019 г. – 4,1 млн т.

Таблица 2

Структура экспорта российской нефти в страны АТР в 2011–2015 гг.

Направление, способ поставки	2011	2012	2013	2014	2015	
	млн т	млн т	млн т	млн т	млн т	%
Морские поставки	27,3	28,9	33,7	38,2	46,1	66,7
Козьмино (Приморский край)	15,2	16,3	21,3	24,9	30,4	44,0
Де-Кастри	6,4	7,1	7	7,9	10,2	14,8
Корсаков, Пригородное	5,7	5,5	5,4	5,4	5,2	7,5
Прочие					0,3	0,4
Нефтепровод ВСТО	15,2	15,1	15,8	16,1	16	23,2
на Козьмино*	15,2	16,3	21,3	24,9	30,4	44,0
Китай (Сковородино – Дацин)	15,2	15,1	15,8	16,1	16	23,2
Атасу-Алашанькоу (резкспорт через Казахстан)	0	0	0	5	7	10,1
ИТОГО	42,5	44	49,5	59,3	69,1	100

* Учтено в балансе Козьмино.

Источники: Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России. – № 1. – 2000–2015 гг.; Сводные показатели производства энергоресурсов в Российской Федерации // Инфо ТЭК. – № 1. – 2000–2015 гг.

Расширение пропускной способности трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан». Порт Козьмино. В 2016 г. поставки нефти через порт Козьмино возросли до 32 млн т. В рамках развития трубопроводной системы ВСТО в 2015 г. был введен в эксплуатацию отвод до Хабаровского НПЗ, куда ушло 5 млн т нефти.

В настоящее время АК «Транснефть» приступила к сварочно-монтажным работам на линейной части нефтепровода-отвода от трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан (ТС ВСТО) до Комсомольского НПЗ. Реализация проекта позволит обеспечить поставку нефти на Комсомольский НПЗ по системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК “Транснефть”» в объеме до 8 млн т в год.

В конце 2015 г. ООО «Транснефть–Восток» объявила о начале строительства трех новых НПС на территории Иркутской области. Три новых НПС, сдача которых намечена на 2017 г., увеличат мощность ВСТО до 70 млн т нефти в год. На 2018 г. запланировано начало строительства еще трех станций.

К 2020 г. мощность трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан», согласно плану «Транснефти», достигнет 80 млн т в год на участке «Тайшет – Сковородино» и 50 млн т – на участке «Сковородино – Козьмино».

Расширение пропускной способности магистрального нефтепровода «Сковородино – Мохэ». В 2016 г. продолжились и работы по увеличению производительности нефтепровода Сковородино – Мохэ, по которому нефть из ВСТО будет экспортироваться напрямую в Китай. С 2014 г. ведется дооснащение автоматизированными системами и трубопроводной арматурой производственных

объектов. Продолжаются работы по монтажу резервуара объемом 50 тыс. м³ на НПС-21 «Сковородино». Во втором квартале 2016 г. начнется строительство двух резервуаров по 50 тыс. м³ каждый на ГНПС-1 «Тайшет»

В соответствии с межправительственным соглашением между двумя странами и контракте между «Роснефтью» и CNPC с 1 января 2018 г. мощность нефтепровода на данном маршруте составит 30 млн т в год.

Реконструкция и расширение пропускной способности нефтепровода «Туймазы – Омск – Новосибирск». «Транснефть» совместно с казахстанскими партнерами завершает реконструкцию нефтепровода «Туймазы – Омск – Новосибирск» (ТОН-2), по которому нефть поставляется в Китай. Поставки через Казахстан по итогам 2015 г. составили 7 млн т в год при технической возможности в 7,5 млн т в год. В 2016 г в результате проведенных ремонтных работ пропускная способность казахстанского участка трубопровода выросла с 7 до 10 млн т нефти в год, что позволило значительно увеличить его транзитный потенциал.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РФФИ № 16-36-00369, № 15-06-09094, № 17-06-00537.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эдер Л. В., Филимонова И. В. Экономика нефтегазового сектора России // Вопросы экономики. – 2012. – № 10. – С. 76–91.
2. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Современное состояние и прогноз развития нефтяного рынка Азиатско-Тихоокеанского региона // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 1. – С. 82–99.
3. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Ожерельева И. В. Стержень стратегического развития России // Бурение и нефть. – 2010. – № 3. – С. 3–9.
4. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мочалов Р. А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. – 2015. – № 3. – С. 3–10.
5. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Газовый рынок Азиатско-Тихоокеанского региона. Стратегия России в вопросе поставок // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2008. – № 1. – С. 38–50.
6. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на Востоке России. – Новосибирск, 2010.
7. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество. – Новосибирск, 2011.
8. Коржубаев А., Филимонова И., Эдер Л. Движение на восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60–67.
9. Эдер Л. В. Европейский рынок нефти. Стратегия России / науч. ред. А. Э. Конторович. – Новосибирск, 2007.
10. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18–28.

© И. В. Проворная, 2017

НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ

Зульфия Сагитовна Резванова

ООО «Газпром добыча Надым», 629730, Россия, г. Надым, ул. Зверева, 1, заместитель начальника нормативно-исследовательской лаборатории, тел. (349)956-73-53, e-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

Опыт организации промышленной профилактической медицины в суровых климатических условиях Крайнего Севера с большой удаленностью от объектов городской инфраструктуры, может иметь практическую ценность в реализации геополитических планов по освоению ресурсов российского Арктического шельфа.

Ключевые слова: добыча газа, Газпром, освоение месторождений Крайнего Севера, труднодоступные углеводороды.

WAY OF IMPROVING ECONOMY EFFICIENCY OF GAS COMPANIES FUNCTIONING

Zulfia S. Rezvanova

LLC «Gazprom mining Nadym», 629730, Russia, Nadym, 1 Zvereva St., Deputy Head of Legal and Research Laboratory, tel. (349)956-73-53, e-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

Experience of industrial preventive medicine in the harsh climatic conditions of the Far North with a large distance from the city infrastructure, can be of value in the implementation of geopolitical plans to develop the resources of the Russian Arctic shelf.

Key words: gas production, Gazprom, the development of deposits of the Far North, inaccessible hydrocarbons.

Управление материально-технического снабжения и комплектации (УМТСиК), организует и осуществляет своевременное обеспечение филиалов Общества, производственные объекты которых располагаются на территории Надым-Пур-Тазовского региона и п-ова Ямал. В группу месторождений Надым-Пур-Тазовского региона входят: Медвежье НГКМ, Юбилейное НГКМ, Ямсовейское НГКМ, п-ова Ямал-Бованенковское НГКМ, Харасавэйское ГКМ. Эксплуатируемые месторождения территориально разбросаны.

Реинжиниринг бизнес-процессов, включает в себя создание «сервисной логистики», заключающейся в организации централизованного вывоза ТМЦ со складов баз производственно-технического обслуживания УМТСиК до филиалов.

За 20-летний период в ООО «Газпром добыча Надым» проведено порядка 13 исследований в области экономических проблем освоения месторождений Крайнего Севера. В своих исследованиях авторы рассматривают разные проблемы, которые объединяет одно – это поиск направлений, рекомендаций, мероприятий позволяющих повысить эффективность освоения газовых месторождений Крайнего Севера.

За исследуемый период внешняя и внутренняя среды постоянно меняются, на условия хозяйствования предприятий нефтегазового сектора оказывают влияние кризисы 1998 г., 2008–2009 гг., а также начавшийся кризис 2014 г., который имеет долговременный характер. В связи с этим возникают новые неотложные задачи, проблемы, которые необходимо решать на основе системного подхода.

Контроллинг – это система управления предприятием, интегрирующая функциональные сферы планирования, учета, контроля, анализа данных о затратах на базе информационного обеспечения, ориентированная на контроль за использованием ресурсов и затрат, принятие оперативных и стратегических управленческих решений, оценку результатов деятельности предприятия.

Механизм организации входного контроля МТЦ в базовом «Распределительном центре» материально-технического снабжения предприятия.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы:

Сформулированы основные проблемные направления, которые целесообразно в первую очередь решить для повышения эффективности материально-технического обеспечения с целью снижения затрат при освоении уникальных газовых месторождений Крайнего Севера и Арктического шельфа, в частности: совершенствование методологии управления материально-техническими ресурсами; совершенствование управления материальными запасами; совершенствование организационной логистики при доставке грузов в труднодоступные регионы [1].

Раскрыты условия и предпосылки изменения системы управления ресурсообеспечением предприятия с учетом освоения месторождений п-ова Ямал и дальнейшего развития логистического подхода при управлении материальными потоками в интегрированных цепях поставок.

Предложено создание «сервисной логистики», заключающейся в организации централизованного вывоза материально-технических ресурсов на склады филиалов силами Управления МТСиК.

Предложена интегрированная модель цепи поставки МТЦ на полуостров Ямал для партий малого размера, объема; оптимизацию логистической схемы доставки груза на месторождения п-ова Ямал – создание распределительного склада в г. Надым.

Предложены рекомендации, касающиеся направлений использования и выявления избыточных объектов инфраструктуры, обоснование оптимальных направлений использования избыточных складских мощностей. В качестве стандартных решений относительно возможных направлений использования избыточных объектов складских мощностей рекомендуется матрица в зависимости от вероятности появления потребности в перспективе.

Общая экономическая эффективность промышленной медицины ($\mathcal{E}_{об}$) – сумма прямого ($\mathcal{E}_{пр}$) и сопутствующего ($\mathcal{E}_{сп}$) экономического эффекта от предотвращенного медико-социального ущерба за счет снижения показателей временной утраты нетрудоспособности (X), первичного выхода на инвалидность (Y), смертности (Z).

Прямой экономический эффект промышленной медицины ($\mathcal{E}_{\text{пр}}$) – отношение суммы сохраненных финансовых ресурсов предприятия ($C_{i,jk}$) за счет изменения показателей по предприятию временной утраты нетрудоспособности (X), первичного выхода на инвалидность (Y), смертности (Z) в отчетном периоде (1) по сравнению с базисным/предшествующим (0) и стоимости произведенной продукции ($\Pi_{\text{пр}}$) за счет сохраненной трудоспособности по вышеперечисленным медико-социальным показателям к совокупным затратам на содержание промышленной профилактической медицины (ЗПМ) [2].

Сопутствующий экономический эффект промышленной медицины ($\mathcal{E}_{\text{пр}}$) – отношение суммы сохраненных финансовых ресурсов предприятия ($C_{i,jk}$) за счет недопущенного роста показателей временной утраты нетрудоспособности (X), первичного выхода на инвалидность (Y), смертности (Z) работников Общества по предприятию в текущем периоде (1) в сравнении с показателями по исследуемому региону (сп) и стоимости произведенной продукции ($\Pi_{\text{пр}}$) за счет сохраненной трудоспособности по вышеперечисленным медико-социальным показателям к совокупным затратам на содержание промышленной профилактической медицины (ЗПМ)

Промышленная профилактическая медицина предприятия в тандеме с непосредственным производством приносит существенный экономический эффект за счет предотвращенного социального ущерба – сохранения здоровья, профессионального долголетия работников и экономические преимущества по сравнению с покупкой на действующем рынке медицинских услуг.

Промышленная профилактическая медицина как элемент социальной ответственности бизнеса должна занять достойное место среди крупных промышленных предприятий, так как процветание предприятия зависит от благополучия каждого работника.

Таким образом, оценку экономической эффективности промышленной профилактической медицины необходимо производить комплексно, учитывая критерии изменения параметров медико-социальных показателей, выбор критического пути по влиянию на стоимость производимой продукции и нераспределенной прибыли, возможный аутсорсинг медицинских услуг.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 2. – (Сер. Россия в АТР).
2. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
3. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
4. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.

5. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / Буданов В. И., Вальтух К. К., Дементьев Н. П. и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).
6. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
7. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.
8. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В., Немов В. Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 12. – С. 2097–2114.
9. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34–43.
10. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Проворная И. В., Мамахатов Т. М. // Минеральные ресурсы: экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41–51.

© 3. С. Резванова, 2017

ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ 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, младший научный сотрудник, тел. (383)333-28-14, факс: (383)333-23-01, e-mail: Nemovvu@ipgg.sbras.ru

Транспорт является одной из ключевых составляющих в экономике. Около 25 % всего энергопотребления формируется в транспортном секторе. При этом транспорт является основным потребителем продуктов переработки нефти (около 60 % в структуре энергопотребления). Россия обладает обширной территорией с низкой плотностью населения, а ее экономика основана на добыче и экспорте сырья. В этих условиях транспортный сектор имеет стратегическое значение для функционирования экономики, а прогнозирование энергопотребления на транспорте важно для определения долгосрочных ориентиров развития транспортной инфраструктуры, нефтеперерабатывающей промышленности и прочих смежных отраслей.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, нефть, прогноз спроса.

ENERGY CONSUMPTION IN ROAD TRANSPORT

Vasiliy Yu. Nemov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptug Prospect, Junior Researcher, tel. (383)333-28-14, fax: (383)333-23-01, e-mail: Nemovvu@ipgg.sbras.ru

Transport is one of the key components of the economy. About 25 % of all energy consumption is formed in the transport sector. Transport is a major consumer of petroleum products (about 60% in the energy mix). Russia has a large area with low population density, and its economy is based on the extraction and export of raw materials. Under these conditions, the transport sector is of strategic importance for the functioning of economy and forecasting of energy consumption in transport is important to determine the long-term orientation of the transport infrastructure, oil industry and other related industries.

Key words: road transport, oil, demand forecast.

Транспорт является одним из наиболее крупных потребителей энергии в экономике. Так, в России за последние 10 лет доля транспортного сектора выросла на 4 %. В 2014 г. на транспортный сектор приходилось около 25 % потребления конечной энергии (рис.1).

Согласно отчету «Energy Efficiency Indicators: Fundamentals on Statistics» (OECD/IEA, 2014), доля транспортного сектора в мировом энергопотреблении в 1973–2011 гг. выросла с 23 до 27 % [1]. Наиболее крупным потребителем энергии является автомобильный транспорт, на который приходится более 54 % энергопотребления. Кроме того, анализ топливно-энергетического баланса показал, что около 62 % спроса на нефть формируется транспортным сектором.

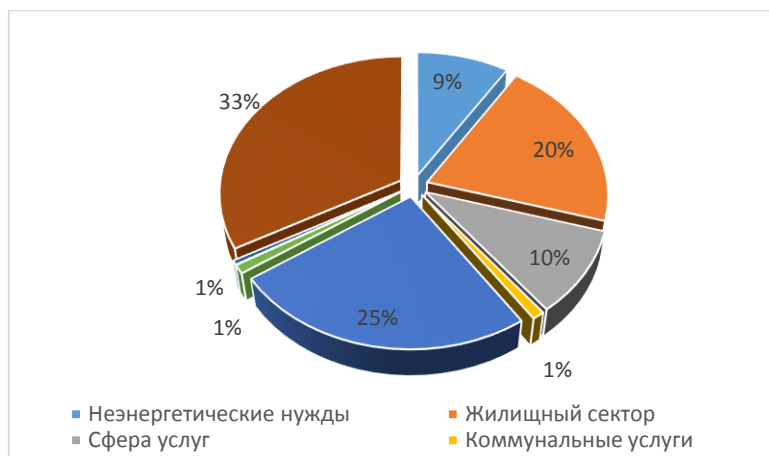


Рис. 1. Структура потребления конечной энергии в России по секторам потребления, %

Источник: Центр по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ) [2]

В данной статье проанализируем текущее состояние энергопотребления на автомобильном транспорте в России, структуру автомобильного транспорта, представим прогноз количества автомобильного транспорта в России и прогноз спроса на энергоносители на автомобильном транспорте.

В соответствии с мировыми тенденциями, но с некоторым лагом, в России в течение последних семи лет происходит снижение удельного потребления энергии в расчете на одно транспортное средство. Одновременно в России наблюдается значительный рост количества автотранспортных средств. В России в период 2008–2014 гг. общее количество автотранспорта, включая легковые, грузовые автомобили и автобусы, выросло на 31,5 %: с 38,3 до 50,3 млн. Быстрый рост количества легкового транспорта объясняется улучшением уровня жизни, а также эффектом «низкой базы» – изначально низким уровнем обеспеченности населения автомобильным транспортом.

Особенностью России является высокая концентрация автотранспортных средств по отдельным территориям. Около 58 % автотранспорта сосредоточено в Центральном, Северо-Западном и Приволжском федеральных округах. В то же время в Уральском, Сибирском и Дальневосточном федеральных округах, занимающих большую площадь, зарегистрировано всего 27 % автопарка страны (рис. 2).

Анализ динамики количества легкового автотранспорта на 1000 человек в различных регионах выявил наличие некоторого уровня «насыщения». То есть, при низком уровне дохода количество автомобилей растет низкими темпами, но с ростом дохода, темпы прироста автомобилей на душу населения значительно увеличиваются. При последующем росте дохода вступает в силу закон убывающей предельной полезности, происходит «насыщение» количеством автомобилей, в результате чего устанавливается равновесный желаемый уровень обеспеченности населения автотранспортом.

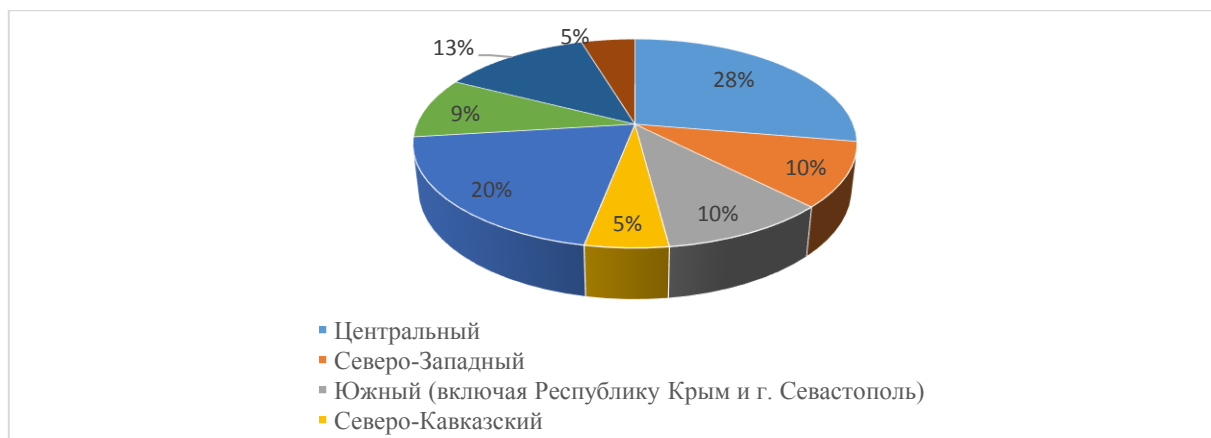


Рис. 2. Распределение автомобильного транспорта по федеральным округам в Российской Федерации в 2015 г.

В России практически во всех субъектах уровень автомобилизации далек от расчетного уровня «насыщения», что подтверждается высокими темпами прироста количества автотранспортных средств как в абсолютном выражении, так и в расчете на душу населения. В среднем по России уровень автомобилизации равен – 301 легковой автомобиль на 1000 человек (рис. 3).

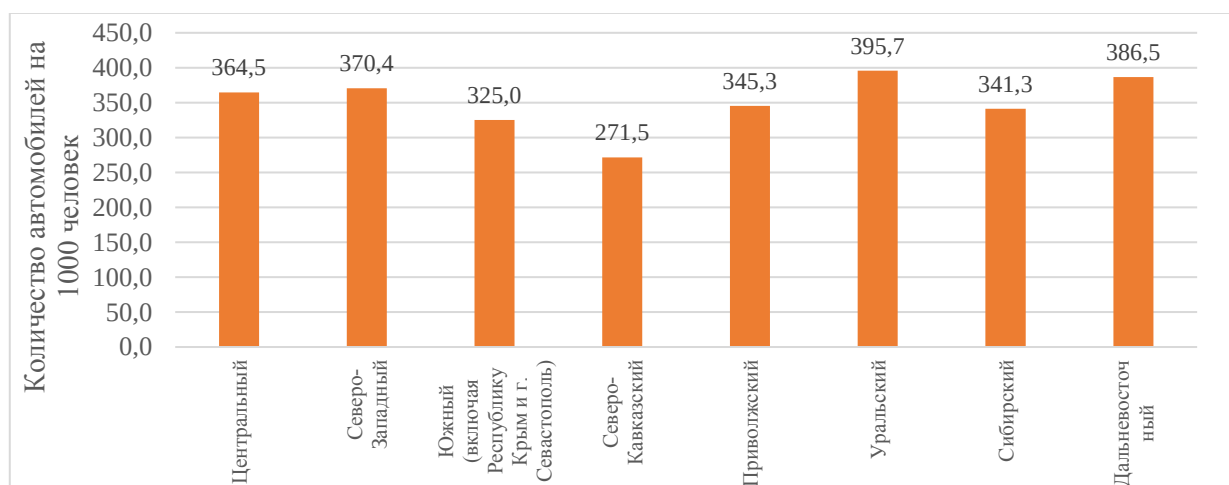


Рис. 3. Количество автомобилей в федеральных округах Российской Федерации в 2015 г., шт./1000 чел.

Источник: Российский статистический ежегодник [3]

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. (табл. 1).

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).

Таблица 1

Удельное потребление топлива автомобильным транспортом
в федеральных округах РФ, т.н.э./автотранспортное средство

Федеральный округ	2010	2011	2012	2013	2014
Центральный	1,52	1,43	1,34	1,28	1,26
Северо-Западный	1,65	1,88	1,68	1,56	1,51
Южный	1,61	1,39	1,48	1,48	1,19
Северо-Кавказский	0,67	0,77	0,70	0,62	0,68
Приволжский	1,61	1,43	1,53	1,41	1,17
Уральский	1,66	1,66	1,57	1,56	1,40
Сибирский	1,70	1,71	1,65	1,49	1,44
Дальневосточный	1,74	1,86	1,62	1,41	1,42
Крымский					0,99
Российская Федерация	1,56	1,52	1,47	1,38	1,28

Источник: рассчитано автором по данным Единой межведомственной информационно-статистической системы, Итогам производственной деятельности отраслей ТЭК России; Сводным показателям производства энергоресурсов в Российской Федерации [4–6].

Выполненный автором прогноз количества автотранспортных средств на душу населения позволяет сделать вывод о высоком потенциале роста автомобилизации населения и некотором снижении степени дифференциации субъектов по количеству автотранспортных средств. Всего в Российской Федерации за период 2015–2040 гг. ожидается увеличение автомобильного транспорта на 14,9 млн ед.: до 66,2 млн. автомобилей. Наибольшие темпы прироста прогнозируются в центральных регионах России и в отдельных областях Сибири. Наименьшие темпы прироста ожидаются в Чукотском автономном округе, Камчатском и Приморском краях, что связано прежде всего с низкой динамикой численности населения (табл. 2).

Таблица 2

Прогноз количества автомобильного транспорта в 2015–2040 гг.
по федеральным округам Российской Федерации, млн. шт.

Федеральный округ	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2040/2015, %
Центральный	14,2	14,7	15,6	16,5	17,4	18,3	129,1
Северо-Западный	5,1	5,4	5,7	6,0	6,4	6,7	131,4
Южный, включая Республику Крым и г. Севастополь	5,3	5,4	5,8	6,1	6,4	6,7	127,1
Северо-Кавказский	2,6	2,6	2,8	2,9	3,1	3,3	124,0
Приволжский	10,3	10,7	11,3	12,0	12,7	13,4	130,9
Уральский	4,9	4,9	5,2	5,5	5,8	6,2	126,7
Сибирский	6,6	6,9	7,3	7,7	8,2	8,7	131,6
Дальневосточный	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	122,0
Россия, всего	51,4	53,0	56,3	59,5	62,9	66,2	129,0

Источник: рассчитано автором.

Благодаря постоянному росту энергоэффективности автомобильного транспорта и переходу на более экономичные альтернативные источники энергии, к 2040 г. ожидается сокращение суммарного потребления энергии автомобильным транспортом на 7,8 %: с 67,5 до 62,3 млн т н.э. (табл. 3) [7].

Таблица 3

Прогноз потребления энергии на автотранспорте
в Российской Федерации, тыс. т н.э.

Федеральный округ	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Центральный	17,3	16,9	16,7	16,5	16,2	15,9
Северо-Западный	7,7	7,5	7,4	7,3	7,2	7,1
Южный (включая Республику Крым и г. Севастополь)	7,4	7,3	7,2	7,1	7,0	6,8
Северо-Кавказский	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
Приволжский	13,8	13,5	13,4	13,2	13,0	12,9
Уральский	7,1	6,9	6,9	6,8	6,7	6,5
Сибирский	9,5	9,2	9,2	9,0	8,9	8,8
Дальневосточный	3,3	3,2	3,1	3,0	2,9	2,8
Российская Федерация	67,5	65,9	65,2	64,3	63,4	62,3

Источник: рассчитано автором.

К 2020 г. доля альтернативных энергоносителей (СНГ, природный газ, биотопливо, электроэнергия) в автомобильном транспорте возрастет до 7,3 %, к 2040 г. – до 17 %.

Повышение энергоэффективности на транспорте и активное внедрение альтернативных видов энергоносителей, прежде всего, метана, приведет к снижению потребления бензина и дизельного топлива автомобильным транспортом к 2040 г. на 19,8 %: с 64,5 млн т н.э. до 51,7 млн т н.э. [8].

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РФФИ № 15-06-09094, № 17-06-00537.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на Востоке России. – Новосибирск, 2010.
2. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество. – Новосибирск, 2011.
3. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Движение на восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60–67.
4. Эдер Л. В. Европейский рынок нефти. стратегия России / науч. ред. А. Э. Конторович. – Новосибирск, 2007.
5. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18–28.
6. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа Востока России // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 31.
7. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77.
8. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 2. – (Сер. Россия в АТР).
9. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
10. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.

© В. Ю. Немов, 2017

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Иван Иванович Малозжон

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, магистрант, тел. (383)363-43-33, e-mail: ivanmalozhon@gmail.com

Россия с ее огромным нефтегазовым потенциалом является одной из ведущих нефтедобывающих стран мира. Рост добычи нефти в мире привел к истощению запасов легкодоступной и высококачественной нефти. Минеральные ресурсы истощаются: годовой объем производства с 1994 г. в нефтедобывающих регионах не компенсируется увеличением запасов. Основной прирост запасов происходит за счет дополнительной разведки «старых» месторождений. Уже становятся близки времена полного истощения легкодоступных резервов, вот почему в среднесрочной перспективе основой для профицита добычи нефти как в нашей стране, так и в других добывающих странах, будут трудноизвлекаемые нефтяные ресурсы.

Баженовская свита, расположенная в Западной Сибири, является основным источником роста добычи нефти в России, и все запасы являются трудноизвлекаемыми. Но эти месторождения в настоящее время не разрабатываются, и методы его оценки также на стадии разработки.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, баженовская свита, классификация нефти.

ECONOMIC FOUNDATION OF THE DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES OF BAZHENOV FORMATION

Ivan I. Malozhon

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., undergraduate, tel. (383)363-43-33, e-mail: ivanmalozhon@gmail.com

The Russian Federation, with its enormous oil and gas potential, is one of the leading oil producing countries of the world. Growth of oil extraction in the world led to a stock depletion of the most high quality and easily accessible oils. The mineral resources become exhausted: the annual production from 1994 to oil-producing regions is not compensated by increases in reserves. The main increase in reserves comes at the expense additional exploration of the "old" deposits. We are near the times of complete exhaustion of easily exploiting reserves, so that's why in the medium term the basis for a surplus of oil production both in our country, and in other extracting countries will be filled up by hard-to-recover oils.

Bazhenov formation, located in Western Siberia is the main source of oil production growth in Russia is hard-to-recover oils. But these types of fields are not currently developing yet and the methods of its evaluation are also on the developing stage.

Key words: hard-to-recover oil, bazhenov formation, oil classification.

Россия с ее огромным нефтегазовым потенциалом является одной из ведущих нефтедобывающих стран мира. Рост добычи нефти в мире привел к истощению запасов легкодоступной и высококачественной нефти. Минеральные

ресурсы исчерпываются: годовой объем производства с 1994 г. в нефтедобывающих регионах не компенсируется увеличением запасов. Основной прирост запасов происходит за счет дополнительной разведки «старых» месторождений. Уже становятся близки времена полного исчерпания легкодоступных резервов, вот почему в среднесрочной перспективе основой для профицита добычи нефти как в нашей стране, так и в других добывающих странах, будут трудноизвлекаемые нефтяные ресурсы.

В настоящее время более 60 % нефти и газа в процессе развития остаются в земле. Это означает, что в России подавляющая часть запасов трудноизвлекаемая. Но для того чтобы эти богатства можно было извлечь, нужны не только новые технологии, но и государственная политика необходимы.

Баженовская свита, расположенная в Западной Сибири, является основным источником роста добычи нефти. Но эти месторождения в настоящее время не разрабатываются, и методы его оценки также на стадии разработки.

К трудноизвлекаемым запасам относятся запасы, заключенные в геологически сложно созданных пластах и представленные неактивный (высокая вязкость) нефтью.

По геологическому строению Баженовская свита в основном характеризуется чрезвычайно низкими коллекторскими свойствами, в то же время содержит высокое количество органического вещества, отличающегося от всех других нефтяных комплексов в Западно-Сибирского бассейне. Для разработки таких низкопроницаемых коллекторов используются бурение горизонтальных скважин с многоступенчатым методом ГРП.

По оценкам Wood Mackenzie, содержание нефти в Баженовской свите достигает 2 трлн баррелей. В 2013 г. РосНефть оценила извлекаемые запасы в 22 млрд баррелей. По оценке Роснедр в 2012 г., породы могут содержать 180–360 млрд баррелей извлекаемых запасов. По данным US EIA от июня 2013 г., суммарные запасы – около 1,2 трлн баррелей нефти, из которых 74 млрд могут быть технически извлекаемыми

С большим потенциалом Баженовская свита характеризуется целым рядом факторов, которые снижают его привлекательность для развития с использованием традиционных технологий. Таким образом, эффективное развитие этого вида запасов нефти возможно только при активной государственной политике, в том числе внедрении технологических и организационных инноваций.

Для того чтобы определить условия, при которых развитие добычи трудноизвлекаемых запасов нефти может быть экономически эффективным, была проведена экономическая оценка условной лицензии области недр, содержащих нефть баженовской свиты. Период развития традиционно считается 15 лет. Первые 4 года предполагается проведение геолого-разведочных работ. В первый и второй годы – выполнение сейсморазведочных работ 2D в объеме 1000 км. В ближайшие 2 года планируется пробурить разведочную скважину, на 5-й год начинается строительство внешней инфраструктуры.

Анализ технических и экономических показателей развития показывает, что развитие области формирования баженовской свиты, эффективно при начальной скорости добычи нефти 40 т/д.

В случае уплаты таможенной пошлины и 100 %-й доле экспорта нефти показатели эффективности находятся в непосредственной близости от точки безубыточности и свидетельствуют о непривлекательности вложения инвестиций с позиции потенциального недропользователя вследствие низкой устойчивости проекта к анализируемым рискам.

Подводя итог, можно заметить, что для основной части запасов баженовской свиты рентабельность разработки проектов зависит от трех факторов: нулевая ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортных пошлин, а также начальный дебит. Кроме того, анализ чувствительности показывает, что финансовый результат проекта наиболее существенно влияет на цену барреля в рублях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77.
2. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 2. – (Сер. Россия в АТР).
3. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
4. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
5. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.
6. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / Буданов В. И., Вальтух К. К., Дементьев Н. П. и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).
7. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
8. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.
9. Комплексный анализ современного состояния нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Дякун А. Я., Мамахатов Т. М. // Вестник Тюм. гос. ун-та. Экология и природопользование. – 2016. – Т. 2, № 1. – С. 43–60.
10. Эдер Л. В., Проворная И. В., Филимонова И. В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений // Бурение и нефть. – 2016. – № 10. – С. 8–15.

© И. И. Маложон, 2017

ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Тлеш Муратович Мамахатов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса, тел. (383)333-28-14, e-mail: MamakhatovTM@ipgg.sbras.ru

В статье рассматриваются условия и направления развития нефтегазовой промышленности России в ретроспективе, в настоящее время, а также на долгосрочную перспективу.

Ключевые слова: запасы нефти, добыча нефти, нефтяная промышленность России, технологии, Восточная Сибирь, Дальний Восток.

INSTITUTIONAL FEATURES OF DEVELOPING OF OIL AND GAS COMPLEX OF RUSSIA

Tlesh M. Mamakhatov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, Ph. D. in Economics, Researcher of the Laboratory of hydrocarbon resources and the forecast of development of oil and gas complex, tel. (383)333-28-14, e-mail: mamakhatovtm@ipgg.sbras.ru

The article considers the conditions and directions of development of the oil and gas industry of Russia in retrospect, now and in the long term.

Key words: oil reserves, oil production, oil industry, technology, Eastern Siberia, the Far East.

Нефтегазовый комплекс является основным фактором развития экономики России и источником дохода для устойчивого роста страны в долгосрочной перспективе. Экономика России и доходы бюджета во многом зависят от нефтегазового комплекса, что определяет ключевую роль этой отрасли в жизни страны. Только налог на добычу полезных ископаемых и экспортная пошлина на углеводороды и производные продукты формируют больше половины (51,4 %) федерального бюджета (табл. 1), в то время как в стоимостной структуре экспорта доля углеводородов составляет уже 66,3 % (табл. 2). Акции нефтегазовых компаний формируют в России 47 % всего фондового рынка страны, а дополнительные доходы от нефтегазового сектора позволили накопить международные резервы в размере 509 млн долл. на 1.01.2014 г., что вывело Россию на 5-е место в мире по данному показателю.

От стабильности и конкурентоспособности российского нефтегазового комплекса напрямую зависит вся экономика страны и уровень жизни ее граждан, и именно поэтому необходимо своевременно искать подходы к разрешению ключевых проблем отрасли.

Таблица 1

Нефтегазовые доходы в структуре федерального бюджета РФ
в 2005–2014 гг., млрд руб.

Показатель	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Доходы федер. бюджета	5127	8 305	11 352	12 854	13 019	14 488
Нефтегаз. доходы	2160	3831	5640	6453	6 572	7 443
Налог на добычу полезных ископ. в виде УВ сырья	845	1361	1988	2400	2 514	2 836
Нефть	761	1 267	1 845	2 133	2 190	2 463
Газ горючий природ. из всех видов месторожд. УВ сырья	79	85	136	257	311	357
Газовый конденсат из всех видов месторожд. УВ сырья	5	9	6	10	12	15
Вывозные тамож. пошлины	1315	2469	3652	4053	4058	4607
Нефть сырая	871	1 672	2 332	2 490	2 333	2590
Газ природ.	247	193	384	433	479	493
Товары, выработан. из нефти	197	604	936	1130	1206	1482
Доля нефтегазов. доходов в федер. бюджете	42,10%	46,10%	49,70%	50,20%	50,48%	51,37%
Доля налога на добычу полез. ископ.	16,50%	16,40%	17,50%	18,70%	19,31%	19,57%
Доля вывозной тамож. пошлины	25,60%	29,70%	32,20%	31,50%	31,17%	31,80%

В основе главных векторов развития нефтегазовой отрасли лежат закономерности и тенденции развития нефтегазового комплекса России за последние двадцать лет.

Долгосрочное устойчивое развитие нефтегазового комплекса и экономики России связано с постепенным отходом от старых месторождений Европейской части России и комплексным освоением ресурсного потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока. Несмотря на интенсивное вовлечение в разработку запасов и ресурсов нефти, крупномасштабная добыча природного газа на востоке страны еще не началась и сдерживается прежде всего низкими темпами строительства транспортной инфраструктуры.

В настоящее время в структуре минерально-сырьевой базы происходят значительные структурные сдвиги, которые, по сути, и будут определять новые условия развития нефтяной промышленности России на долгосрочную перспективу [3].

В данный момент происходит качественное изменение структуры разрабатываемых месторождений в части выработки уникальных и крупных месторождений, а также увеличения в структуре запасов и добычи доли средних и мелких месторождений. Пик добычи углеводородов за счет нескольких сверхкрупных месторождений на сегодняшний день уже пройден, и настает черед мелких и средних, труднодоступных месторождений.

Таблица 2

**Экспорт нефти, нефтепродуктов и природного газа
в стоимостном выражении, млрд долл., в 2010–2014 гг.**

Показатель	2010	2011	2012	2013	2014	Доля, %	Отношение 2014/2013 гг., %
Нефть	129	171,7	180,9	173,6	153,8	46,7	88,6
Нефтепродукты	69,4	91,3	103,4	109,1	115,6	35,1	106,0
Природный газ	46,5	62,3	63	67,2	54,7	16,6	81,4
Газ природный сжиженный	3	3,8	4,7	5,5	5,2	1,6	94,5
Экспорт углеводородов, всего	247,9	329,1	352	355,4	329,3	100	92,7
Общий экспорт, всего	372,8	478,2	524,7	526,3	496,9		94,4
Доля нефти, газа, нефтепродуктов	66,5	68,8	67,1	67,5	66,3		98,1

Источники: Таможенная статистика внешней торговли // Федеральная таможенная служба России. – 2000–2014 гг., Экспорт Российской Федерации за 2000-2014 гг.

Видоизменяется география добычи нефти в России с увеличением роли восточных регионов России и шельфов морей. Если раньше это были районы Северного Кавказа, старейшее месторождение Баку, и Поволжье, то сейчас можно говорить о перемещении территории добычи с запада на восток.

Происходит заметное сокращение величины извлекаемых запасов на месторождениях, подготовленных для промышленного освоения с увеличением числа таких месторождений. Также, существенно ухудшается качество запасов нефти, связанное с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти, таким образом увеличивается необходимость в разработке и применении высоких технологий нефтегазового сектора, что раньше могло игнорироваться.

Изменяется структура запасов нефти по категориям с увеличением доли запасов высоко достоверных категорий, уже вовлеченных в разработку. Крупные структурные сдвиги, происходящие в части ресурсно-сырьевой базы и добычи нефти в России, определяют необходимость формирования новой стратегии нефтегазовой отрасли, поскольку старая в значительной степени реализована и исчерпала себя [2].

В XXI веке главными новыми объектами поисков, разведки и разработки месторождений нефти, а также приоритетными задачами нефтегазовой отрасли Российской Федерации будут являться:

- 1) осадочные бассейны российского шельфа Северного Ледовитого океана;
- 2) слабоизученные провинции на суше (Лено-Тунгусская провинция);
- 3) крупные объекты, не введенные в разработку на севере Западной Сибири в Ямало-Ненецком АО;

- 4) уникальные ресурсы нефти нетрадиционных источников – баженовская свита и др., сырье для получения «синтетической» нефти;
- 5) рациональное использование остаточных запасов уникальных и крупных месторождений;
- 6) поиски, разведка и разработка мелких, мельчайших и средних месторождений в зрелых нефтегазоносных бассейнах.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РФФИ № 16-36-00369, № 15-06-09094, № 17-06-00537.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на Востоке России. – Новосибирск, 2010.
2. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество. – Новосибирск, 2011.
3. Коржубаев А., Филимонова И., Эдер Л. Движение на восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60–67.
4. Эдер Л. В. Европейский рынок нефти. стратегия России / науч. ред. А. Э. Конторович. – Новосибирск, 2007.
5. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18–28.
6. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа Востока России // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 31.
7. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77.
8. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 2. – (Сер. Россия в АТР).
9. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
10. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.

© Т. М. Мамахатов, 2017

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КОЛИЧЕСТВА ВЫБРОСОВ CO₂ ПРИ ПОТРЕБЛЕНИИ РАЗНЫХ ВИДОВ ЭНЕРГИИ

Алена Сергеевна Квасова

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, магистрант, тел. (383)363-43-33, e-mail: alena_kvasova@me.com

Загрязнение климата вследствие выбросов углекислого газа от использования различных видов энергии стало важной и серьезной проблемой, которая захватывает все стороны жизни страны: здравоохранение, климат, сельское хозяйство, экономику и др. Так, доказано, что выбросы CO₂ вызывают глобальное потепление, которое, в свою очередь, вызывает такие явления, как наводнения, экстремальные погодные условия, повышение температуры, тепловые волны, ураганы и т. д. Эти бедствия приводят к гибели людей и к миллиардам долларов убытков.

Ключевые слова: искусственный интеллект, нейронные сети, выбросы углекислого газа, потребление энергии, прогнозирование.

APPLICATION OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE FOR THE PREDICTING OF CO₂ EMISSIONS FROM ENERGY CONSUMPTION

Alena S. Kvasova

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., undergraduate, tel. (383)363-43-33, e-mail: alena_kvasova@me.com

Climate pollution due to the carbon dioxide emission became an important and serious problem that affects the countries from the different aspects, health, climate, agriculture and economics. Emissions of carbon dioxide (CO₂) from energy consumption are believed to cause the global warming. Global warming is attracting attention from policy makers due to its impacts such as floods, extreme weather, increases in temperature, heat waves, storms, etc. These disasters result in loss of human life and billions of dollars in property.

Key words: artificial intelligence, neural networks, carbon dioxide emissions, energy consumption, forecasting.

Загрязнение климата вследствие выбросов углекислого газа от использования различных видов энергии стало важной и серьезной проблемой, которая захватывает все стороны жизни страны: здравоохранение, климат, сельское хозяйство, экономику и др. Так, доказано, что выбросы CO₂ вызывают глобальное потепление, которое, в свою очередь, вызывает такие явления, как наводнения, экстремальные погодные условия, повышение температуры, тепловые волны, ураганы и т. д. Эти бедствия приводят к гибели людей и к миллиардам долларов убытков. Нейронные сети позволяют обрабатывать огромное количество данных и находить сложные взаимосвязи для того, чтобы суметь наиболее точно прогнозировать количество выбросов CO₂ в связи с потреблением различных видов энергии.

Искусственный интеллект получил свое развитие в 50-е годы прошлого века, и с тех пор огромное количество талантливых ученых из разных стран достигли больших успехов в создании интеллектуальных машин и в глубоком обучении. Результатом их работы стало создание таких систем, как нейронные сети, экспертные системы, нечеткая логика, системы естественного языка и других.

Применение таких систем в нефтяной и газовой промышленности имеет более чем 16-летнюю историю, с первой заявки от 1989 г. для каротажных интерпретаций – сверловая диагностика с использованием нейронных сетей и интеллектуального имитатора коллектора. ИИ стал использоваться в решении многих проблем в нефтяной и газовой промышленности, которая включает в себя распознавание образов, сейсмическую характеристику пласта, прогнозирование проницаемости и пористости, прогнозирование производительности нефтяной скважины, управление портфелем и общие операции принятия решений и др.

Целью данной работы является исследование особенностей применения искусственного интеллекта в нефтяной и газовой промышленности и, в частности, построение модели для прогнозирования выбросов углекислого газа (CO_2) в зависимости от следующих факторов: потребления нефти и природного газа, потребления угля, потребления первичной энергии и еще несколько факторов (начиная с 1980 г.).

Потребление энергии в 1970–2015 в странах ОПЕК (Организации стран-экспортеров нефти) увеличилось на 690 %, в то время как выбросы CO_2 увеличились на 445 % в результате сжигания ископаемого топлива в течение того же периода. Топ 4 загрязняющих стран/регионов, на которые приходится почти две трети (61 %) от общего объема глобальных выбросов CO_2 являются Китай (30 %), США (15 %), Европейский союз (ЕС-28) (10 %) и Индия (6,5 %).

Самым теплым годом в истории стал 2014 г. Включая 2014, 9 из 10 самых теплых лет за 135-летний период произошли в 21-м веке, т. е. в течение последних 14 лет. Вся эта статистика показывает, насколько важно предсказать и предотвратить большое количество выбросов, которые приводят к глобальному потеплению и другим социальным и экологическим проблемам.

Предлагаемая нейронная модель способна производить очень хорошие результаты оценки в обоих случаях обучения и тестирования с небольшим количеством отклонений. Эксперименты были повторены для различного количества скрытых нейронных слоев, начиная от 2 до 7. Искусственная нейронная сеть была обучена алгоритмом обратного распространения. Из результатов взаимосвязи между фактическими и прогнозируемой величиной, можно выявить, что ИНС производит высокие возможности прогнозирования выбросов CO_2 . Предсказание CO_2 имеет большое значение для адаптационной политики в области изменения климата, а также для предложения контрольной точки для использования альтернативных источников энергии с целью снижения выбросов углекислого газа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.
2. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / Буданов В. И., Вальтух К. К., Дементьев Н. П. и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).
3. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
4. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.
5. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Мишенин М. В., Проворная И. В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15–23.
6. Эдер Л. В., Немов В. Ю., Филимонова И. В. Перспективы энергопотребления на транспорте: методические подходы и результаты прогнозирования // Мир экономики и управления. – 2016. – Т. 16, № 1. – С. 25–38.
7. Комплексный анализ современного состояния нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Дякун А. Я., Мамахатов Т. М. // Вестник Тюмен. гос. ун-та. Экология и природопользование. – 2016. – Т. 2, № 1. – С. 43–60.
8. Эдер Л. В., Проворная И. В., Филимонова И. В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений // Бурение и нефть. – 2016. – № 10. – С. 8–15.
9. Мкртчян Г. М., Эдер Л. В., Филимонова И. В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48–57.
10. 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.

© А. С. Квасова, 2017

АНАЛИЗ ОПЕРАЦИОННЫХ РАСХОДОВ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА

Анастасия Юрьевна Кондратова

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (983)320-02-94, e-mail: anastasiakondratova1996@gmail.com

Рассматривается анализ структуры и динамики операционных расходов крупнейших российских нефтегазовых компаний в кризисных условиях. Также выясняются основные факторы, оказывающие основополагающее влияние на расходы, возникающие в результате основной деятельности предприятий, оптимизация которых может существенно увеличить прибыль компаний.

Ключевые слова: нефтегазовые компании, операционные расходы, налоги, кризис.

ANALYSIS OF THE OPERATING COSTS OF RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES IN CRISIS CONDITIONS

Anastasia Yu. Kondratova

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., graduate student, tel. (983)320-02-94, e-mail: anastasiakondratova1996@gmail.com.

We have analyzed the structure and dynamics of the operating costs of the largest Russian oil and gas companies in crisis conditions. We also found out the main factors that have a fundamental impact on the costs arising from the main activities of the enterprises. Optimization of these factors can significantly increase the company's profits.

Key words: oil and gas companies, operating expenses, taxes, crisis.

Актуальность. Как известно, основную часть бюджета России составляют доходы от добычи и продажи полезных ископаемых, в частности нефти и газа. Однако ухудшение минерально-сырьевой базы может приводить к увеличению операционных расходов, а соответственно, снижению доходов, поступающих в бюджет. Операционные расходы являются одним из основных видов расходов, непосредственно связанных с текущей деятельностью предприятия. В связи с этим исследование их динамики и структуры, а также направлений их снижения весьма актуально.

Объект исследования: операционные расходы восьми крупнейших нефтегазовых компаний России («Роснефть», «Лукойл», «Сургутнефть», «Газпром нефть», «Татнефть», «Башнефть», «Газпром» и «Новатэк»).

Цель исследования: изучить основные составляющие операционных расходов российских нефтегазовых компаний и выявить факторы, которые в наибольшей степени влияют на них.

Для достижения указанной цели были поставлены следующие задачи: проанализировать структуру и динамику операционных расходов; выявить наибо-

лее значительные статьи операционных расходов; выяснить, какие факторы в большей степени влияют на операционные расходы; предложить возможные пути оптимизации крупных статей операционных расходов.

Налоговые платежи (если рассматривать сумму налогов и таможенных пошлин) составляют основную часть операционных расходов всей отрасли (30 %). Также большое количество расходов по отрасли в целом приходится на приобретение нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке нефти (29 % всех операционных расходов) (рис. 1). Это связано со спецификой деятельности компании «ЛУКОЙЛ», которая закупает значительное количество дополнительных объемов нефти и нефтепродуктов, прежде всего за рубежом, для дальнейшей переработки и сбыта. Именно на нее приходится 55 % затрат всей отрасли, связанных с приобретением углеводородов.

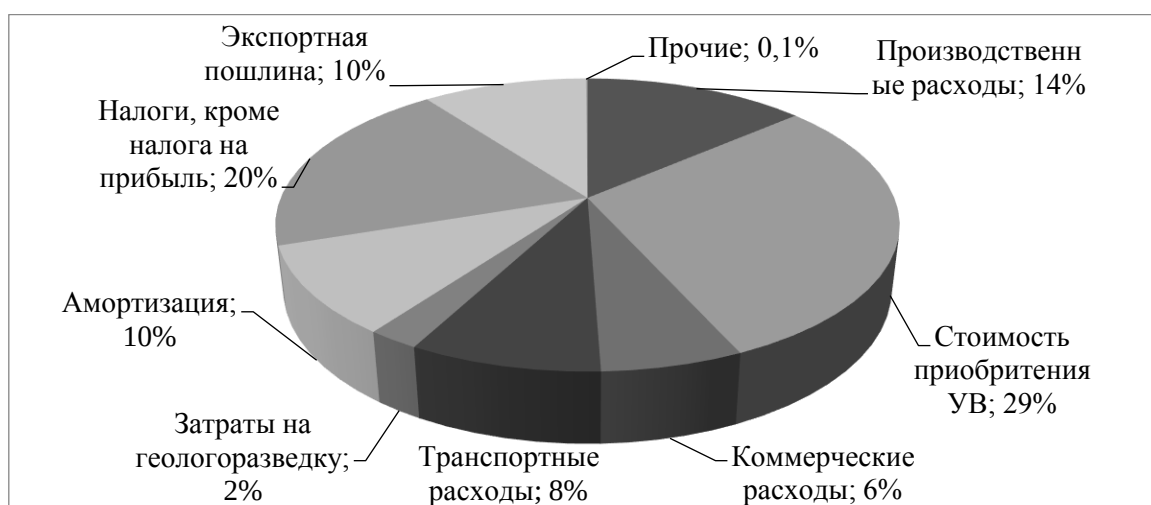


Рис. 1. Доля операционных затрат компаний в операционных расходах отрасли в 2015 г.

В последнее время можно наблюдать ежегодный рост совокупных операционных расходов нефтегазовых компаний России с 13 трлн руб. в 2012 г. до 17,4 трлн руб. в 2015 г., что, несомненно, связано с низкой эффективностью работы отрасли, ухудшением качества минерально-сырьевой базы страны, удорожанием за счет курсовой разницы импортных комплектующих [1].

Основной деятельностью нефтегазовых компаний является добыча углеводородов. Поэтому были рассмотрены удельные показатели операционных расходов на единицу добычи нефти и газа (рис. 2). Расчеты показывают, что удельные затраты ежегодно растут. Несмотря на то что добыча газа снизилась, наблюдается увеличение удельных затрат в целом по отрасли. Это можно объяснить тем, что происходило увеличение всех составляющих себестоимости продукции, которую приобретали компании, поэтому она увеличилась в большее число раз, чем отдельные составляющие. Наибольшую роль в этом сыграл значительный рост этой статьи за счет увеличения расходов на приобретение

УВ компанией «Лукойл». Также стоит учесть и тот факт, что с каждым годом разработка месторождений становится все дороже.

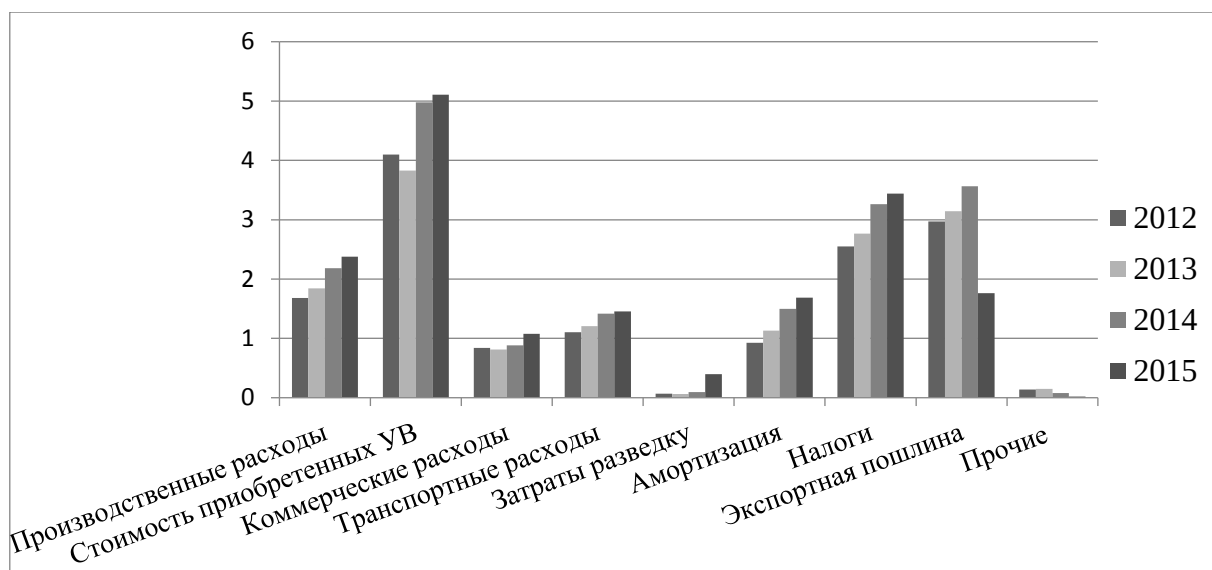


Рис. 2. Динамика удельного показателя по отрасли за 2012–2015 гг.
(в тыс. руб./т у. т.)

Наибольшие удельные затраты в 2015 г., как и в предыдущие годы, приходятся на крупнейшие нефтяные компании: «Лукойл» (50,2), «Газпром Нефть» (32,5) и «Роснефть» (21,5). Для сравнения, удельные затраты газовых компаний составляют 8,8 у «Газпрома» и 4,1 – у «Нокатэка».

В результате на основе проведенного анализа мы пришли к следующим выводам:

- 1) основную долю в структуре операционных расходов занимает стоимость приобретения углеводородов и налоговые сборы;
- 2) объем операционных расходов, а также удельный показатель на единицу добычи ежегодно увеличивается;
- 3) основное влияние на операционные расходы оказывают цена нефти, а следовательно, курс долл./руб.

Увеличение операционных расходов связано с ухудшением ресурсно-сырьевой базы углеводородов в России, удорожанием сервисных работ и увеличением степени сложности разработки, ростом доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов, а также увеличением стоимости добычи нефти в регионах с суровыми природно-климатическими условиями.

Основными путями снижения себестоимости продукции является технический прогресс, совершенствование организации производства и труда, повышение надежности геологоразведки, долговечности скважин и нефтепромыслового оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В., Немов В. Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 12. – С. 2097–2114.
2. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34–43.
3. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Проворная И. В., Мамахатов Т. М. // Минеральные ресурсы: экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41–51.
4. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Проворная И. В., Мочалов Р. А. // Недрапользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16–22.
5. 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.
6. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Мишенин М. В., Проворная И. В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15–23.
7. Эдер Л. В., Немов В. Ю., Филимонова И. В. Перспективы энергопотребления на транспорте: методические подходы и результаты прогнозирования // Мир экономики и управления. – 2016. – Т. 16, № 1. – С. 25–38.
8. Комплексный анализ современного состояния нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Дякун А. Я., Мамахатов Т. М. // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. – 2016. – Т. 2, № 1. – С. 43–60.
9. Эдер Л. В., Проворная И. В., Филимонова И. В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений // Бурение и нефть. – 2016. – № 10. – С. 8–15.
10. Мкртчян Г. М., Эдер Л. В., Филимонова И. В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48–57.
11. 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.
12. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В. Ключевые тенденции в области лицензирования участков, содержащих нефть и газ // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2017. – № 1. – С. 20–28.

© А. Ю. Кондратова, 2017

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В СЬЕРРА-ЛЕОНЕ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ

Джеймс Мухаммед Маллах

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383)363-43-33, e-mail: jamesmanaffmallah@gmail.com

В статье рассматривается экономическое положение Сьерра-Леоне. Эта страна граничит с Гвинеей на севере и востоке, Либерией – на юго-востоке и Атлантическим океаном – на западе и юго-западе. В стране имеются открытые месторождения Джубили, находящиеся у побережья Ганы.

Ключевые слова: технологии, платформы, буровые суда, континентальный шельф, нефть, природный газ, добыча, Сьерра-Леоне.

ECONOMIC EVALUATION OF OIL FIELD DEVELOPMENT ON SIERRA-LEONE CONTINENTAL SHELF

James M. Mallah

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., graduate student, tel. (383)363-43-33, e-mail: jamesmanaffmallah@gmail.com

The article deals with the economic situation of Sierra Leone. This country is bordered by Guinea to the north and east, Liberia to the southeast, and the Atlantic Ocean to the west and southwest. In the country there are open fields Jubilee located off the coast of Ghana.

Key words: technology, platforms, drilling ships, the continental shelf, oil, natural gas, mining, Sierra-Leone.

Республика Сьерра-Леоне обладает значительным потенциалом нефтегазовых ресурсов углеводородов на шельфе Атлантического океана в пределах Сьерра-Леоне нефтегазового бассейна. Наличие ресурсов углеводородов подтверждено результатами бурения первой скважины в 2009 г. и последующими в этом районе работами на шельфе страны. Углеводородный потенциал участков западно-африканского шельфа оценивается в 432 млн т ресурсов нефти и 488 млрд м³ ресурсов природного газа. Прогнозный объем запасов нефти здесь составляет 216 млн т, природного газа – 244 млрд м³.

Сложность в экономической оценки данного месторождения вызывает наличие сверхбольших глубин акватории, в связи с чем для разработки месторождений данных участков необходимо использование мобильных морских буровых установок полупогружного типа. «Притоки углеводородов» в рамках проектов Mercury, Venus, Anadarko получены на глубине толщи морских вод от 1,7 до 3,1 тыс. м.

Еще одной особенностью этого региона является большая удаленность лицензионного участка от береговой линии. Крайняя точка участков находится на

расстоянии около 250 км от берега. В связи с большими глубинами акватории и большим расстоянием до берега транспортировку добытых углеводородов на береговой комплекс целесообразно осуществлять с помощью танкеро-челноков, а не морских трубопроводов.

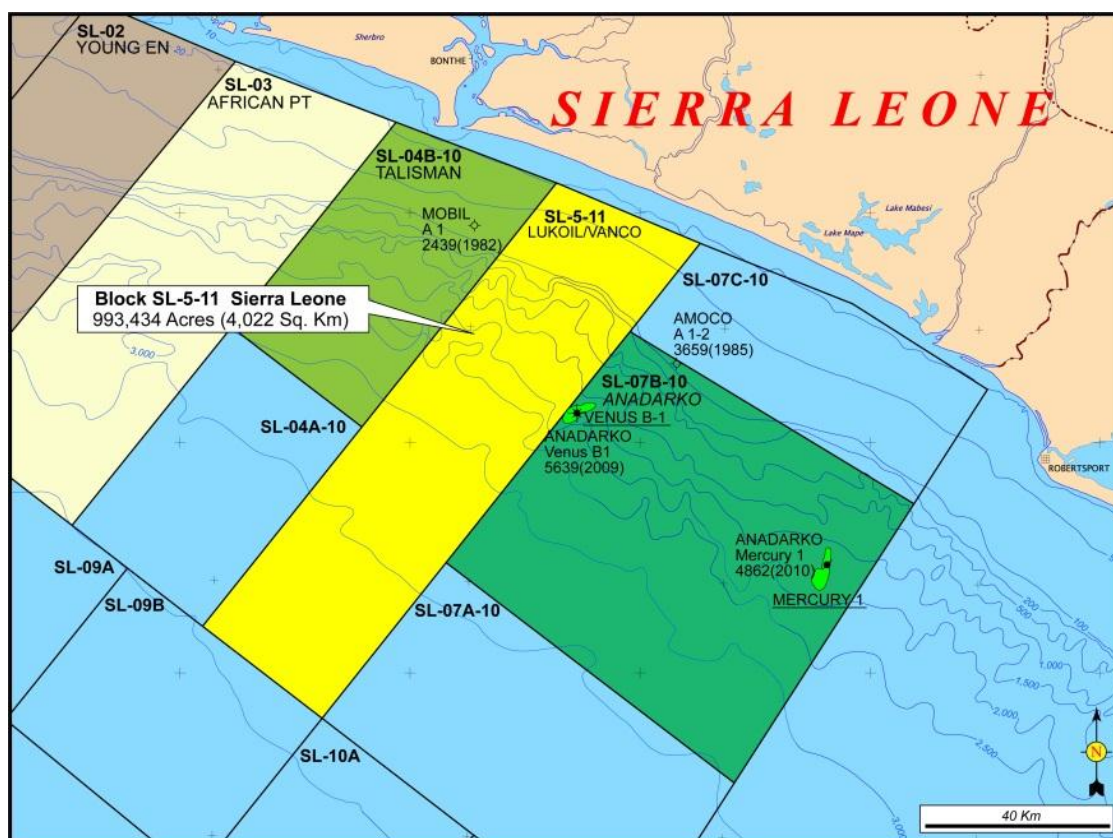


Рис. Нефтяные шельфы Сьерра-Леоне

Существующие оценки запасов и ресурсов углеводородов участков западно-африканского шельфа позволят обеспечить добычу нефти на уровне 11 млн т, природного и попутного газа – до 9 млрд м³. По результатам геологоразведочных работ на участках западно-африканского шельфа ожидается открытие одного месторождения нефти с ежегодным уровнем добычи 5 млн т и двух месторождений нефти с добычей 4 млн т и 2–3 млн т нефти в год соответственно. Также ожидается открытие двух преимущественно газовых месторождений с ежегодной добычей 6 млрд м³ и 3–4 млрд м³ в год.

В рамках освоения группы участков предполагается поставлять добываемую нефтегазоконденсатную смесь (мультифазные углеводороды) по системе подводных полупогружных трубопроводов на расположенное неподалеку судно для хранения и отгрузки углеводородов. Транспортировка углеводородной смеси, которая включает как жидкие, так и газообразные углеводороды, с буровых платформ до судна хранения и отгрузки обусловлена необходимостью организации в непосредственной близости от центра добычи углеводородов про-

цесса подготовки их к транспортировке. Процесс подготовки включает следующие стадии: сепарация с отделением жидких и газообразных углеводородов (попутного газа от нефти, конденсата от природного газа), обезвоживание, обессоливание, удаление механических примесей.

После сепарации и первичной подготовки нефть поступает в хранилище, где производится контроль качества нефти и ее стандартизация в соответствии с экспортным сортом «SL Light». Далее нефть поступает на выносной терминал для загрузки в танкеры. Сепарированный от жидких углеводородов и осушенный природный и попутный газ поступают в хранилище, далее идет стадия сжатия или сжижения и последующая транспортировка на рынок сбыта. Имеющийся опыт организации добычи и транспортировки углеводородов на глубоком шельфе показывает целесообразность размещения инфраструктуры для добычи, хранения и транспорта углеводородов непосредственно в районе промысла.

Основной проблемой транспортировки углеводородов на берег является отсутствие в настоящее время апробированных технологий строительства нефте- и газопроводов на глубинах 1,5–3,0 тыс. м, где прогнозируется открытие месторождений углеводородов. Поэтому возможность строительства морских трубопроводов от специального судна для хранения и отгрузки нефти до береговой инфраструктуры отсутствует. В этих условиях возможны две схемы транспортировки жидких и газообразных углеводородов.

Разработка нефтяных шельфовых месторождений республики позволит получить стране новую для нее статью доходов и создать практически с нуля целую отрасль. Разработка месторождений будет осуществляться с помощью новых технологий и специальных разработанных транспортных сетей. Добытая нефть с выносного отгрузочного терминала специального судна для хранения и отгрузки углеводородов будет перегружаться в линейные танкеры и переправляться на рынки сбыта. Небольшая часть добытой нефти будет отгружаться в танкеры-челноки, которые будут доставлять нефть в порты Республики Сьерра-Леоне для ее дальнейшей переработки и обеспечения потребителей внутри страны моторным топливом, продукцией нефтехимии. Часть добытой нефти планируется использовать как для удовлетворения нужд энергетики, коммунально-бытового сектора, промышленности и коммерческого сектора государства, так и для пополнения государственного бюджета страны и осуществления социальной политики.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа востока России // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 31.
2. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77.
3. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 2. – (Сер. Россия в АТР).

4. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
5. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
6. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.
7. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / Буданов В. И., Вальтух К. К., Дементьев Н. П. и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).
8. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
9. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.
10. Комплексный анализ современного состояния нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Дякун А. Я., Мамахатов Т. М. // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. – 2016. – Т. 2, № 1. – С. 43–60.

© Д. М. Маллах, 2017

ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ АКТИВАМИ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ КОМПАНИИ НА ПРИМЕРЕ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НАДЫМ»

Борис Александрович Романов

ООО «Газпром добыча Надым», 629730, Россия, г. Надым, ул. Пионерская, 14, начальник отдела управления имуществом, тел. (344)956-74-25, (916)952-68-67, e-mail: romanov.ba@nadym-dobycha.gazprom.ru, boryaromanov@yandex.ru

В статье рассматриваются обеспечение эффективного управления активами газодобывающего предприятия неразрывно связано с вопросами управления имуществом «производственных активов». Представлен анализ структуры основных фондов. Рассмотрены основные подходы при разработке методологии стратегии управления имущественным комплексом ООО «Газпром добыча Надым» с учетом отраслевой специфики и особенностей деятельности.

Ключевые слова: управление активами, управление имуществом, методология стратегии управления имущественным комплексом, непрофильные активы.

FEATURES OF GAS COMPANY MANAGEMENT ON EXAMPLE OF LLC «GAZPROM DOBYCHA NADYM»

Boris A. Romanov

LLC «Gazprom mining Nadym», 629730, Russia, Nadym, 14 Pioneer St., head of the Property Management Department, tel. (344)956-74-25, (916)952-68-67, e-mail: romanov.ba@nadym-dobycha.gazprom.ru, boryaromanov@yandex.ru

The article deals with ensuring the effective management of assets gas enterprise is inextricably linked to the issues of property management "business assets". The analysis of the structure of fixed assets. The basic approaches in the development of methodology for the property complex management strategy of "Gazprom mining Nadym" with industry-specific features and activities.

Key words: asset management, property management, property management strategy methodology complex, non-core assets.

Имущество является основным материально-вещественным ресурсом, обеспечивающим формирование и развитие потенциала организации, и от того, как осуществляется управление активами, в значительной мере зависит эффективность всей производственно-хозяйственной деятельности предприятия [1].

Статья освещает практические и методологические подходы, обеспечивающие эффективное управление имуществом на примере дочерней компании ОАО «Газпром» – ООО «Газпром добыча Надым».

ООО «Газпром добыча Надым» в настоящее время является уникальным газодобывающим предприятием. В его составе – старейшее газовое месторождение в Западной Сибири – Медвежье нефтегазоконденсатное месторождение, ввод которого был осуществлен еще в 1972 г., а также новейшее, введенное в промышленную эксплуатацию на п-ове Ямал в 2012 г. Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение.

ООО «Газпром добыча Надым» является 100%-м дочерним предприятием ОАО «Газпром» и представляет собой имущественный комплекс, характеризующийся следующими специфическими признаками:

- предприятие как имущественный комплекс входит в состав имущественного комплекса более высокого уровня управления – ОАО «Газпром», что ограничивает принятие решений по эффективному управлению имуществом сферой операционной деятельности;
- имущественный комплекс имеет сложный состав и структуру активов с существенным разнообразием размещения объектов имущественного комплекса;
- специфика формирования имущества и передачи прав на него определяется инвестиционной и имущественной политикой материнской компании;
- наличие и существенность объектов социальной инфраструктуры;
- замкнутая система сервисного обслуживания основных производственных фондов, основанная на договорных отношениях внутри холдинга.

Практически все основные производственные фонды ООО «Газпром добыча Надым» являются арендуемым у материнской компании имуществом (рис. 1).

Анализ структуры основных фондов по местам возникновения затрат (МВЗ) позволяет сделать вывод, что повышение эффективности использования собственных основных фондов ООО «Газпром добыча Надым» должно производиться в обслуживающих, вспомогательных и общехозяйственных подразделениях (рис. 2) [2].

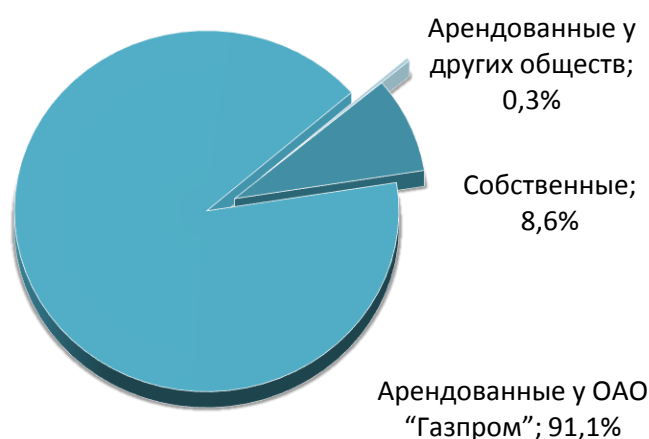


Рис. 1. Структура основных производственных фондов ООО «Газпром добыча Надым»

Эти направления управления имуществом являются наиболее перспективными, с точки зрения роста эффективности использования активов за счет ООО «Газпром добыча Надым».

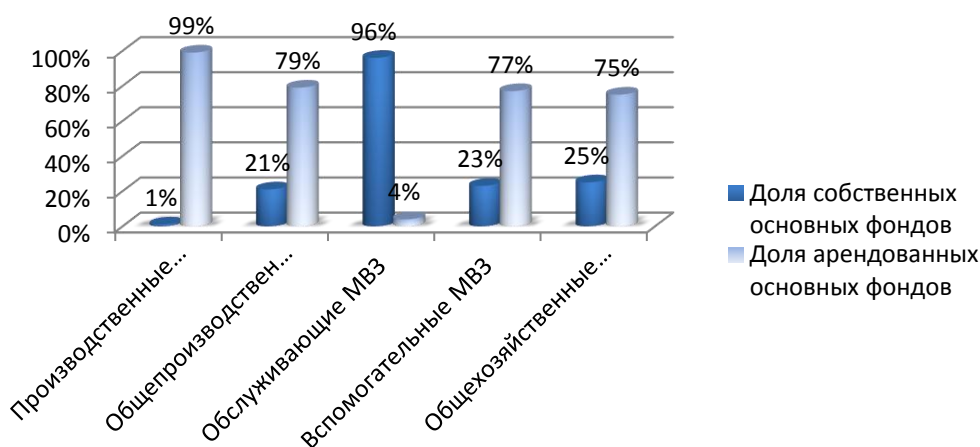


Рис. 2. Структура основных производственных фондов

Наибольшая доля собственных основных фондов приходится на обслуживающие МВЗ. В основном это основные фонды, относящиеся к непрофильным активам предприятия и формирующие социальный пакет, необходимый для обеспечения нормальных условий жизнедеятельности работников ООО «Газпром добыча Надым», членов их семей. Такие активы характеризуются гарантированным спросом при низкой экономической эффективности использования, что отражается на рентабельности и создает дополнительную нагрузку по содержанию данных объектов. Последнее определяет то, что за 2011–2013 гг. фактически складывается тенденция к снижению показателей обновления социальных объектов (детских учреждений, спорткомплексов, дворцов культуры). Наиболее перспективной, с точки зрения доходности, является группа активов «пансионаты, турбазы, профилактории». В 2013 г. по использованию этих объектов удалось выйти на неотрицательную рентабельность (3 %) [3].

Действующие в настоящее время принципы определения непрофильных и неэффективных активов не учитывают важную социальную значимость и имиджевую составляющую объектов социальной инфраструктуры, созданных для обеспечения в первую очередь работников газодобывающих предприятий и их семей.

Методология стратегии управления имущественным комплексом включает:

- основные принципы построения стратегии управления имуществом предприятия: принцип иерархии стратегий; принцип производительности активов при идентификации имущества; принцип жизненного цикла; принцип комплексности стратегий управления имуществом;
- иерархию стратегий и декомпозицию стратегии управления имущественным комплексом;
- алгоритм построения стратегии управления имуществом ООО «Газпром добыча Надым».

По результатам проведенного анализа и выявленных проблем деятельности ООО «Газпром добыча Надым» необходимо отметить недостаточную эф-

фективность существующей системы управления имуществом на предприятии, что обусловлено отсутствием современных подходов, адаптированных к специфике газодобывающей компании. По мнению автора, целесообразно разработать методологию стратегии управления имущественным комплексом ООО «Газпром добыча Надым» с учетом отраслевой специфики и особенностей деятельности: суровые природно-климатические условия, удаленное географическое расположение, территориальная удаленность от центральных районов страны, разбросанность объектов, экономические условия (низкий уровень развития инфраструктуры, неразвитость рынка услуг, отсутствие или недостаточное количество сервисных компаний в регионе, удаленность от крупных транспортных магистралей, высокая капиталоемкость строительства).

В качестве основного инструмента планирования изменений имущественной стратегии предлагается использовать целевые модели предприятий холдинга, пакетной реструктуризации на основе проектного подхода, мониторинга эффективности корпоративных решений и действий с использованием критерия прироста стоимости на единицу вложений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77.
2. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 2. – (Сер. Россия в АТР).
3. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
4. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
5. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.
6. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / Буданов В. И., Вальтух К. К., Дементьев Н. П. и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).
7. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса Востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
8. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.
9. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В., Немов В. Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 12. – С. 2097–2114.
10. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34–43.

© Б. А. Романов, 2017

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ

Руслан Андреевич Мочалов

KPMG International, АО «Сибирский региональный центр», 630004, Россия, г. Новосибирск, ул. Вокзальная магистраль, 1/1, кандидат экономических наук, финансовый консультант, тел. (383)230-22-55, e-mail: ruslan.mochalov@gmail.com

Российский континентальный шельф является одним из наиболее перспективных и наименее изученных нефтегазоносных макрорегионов нашей страны. Вовлечение в хозяйственное освоение углеводородов, находящихся в его недрах, позволит обеспечить долгосрочную устойчивость развития не только нефтегазового комплекса, но и экономики России в целом. В статье проведена геолого-экономическая оценка целесообразности вовлечения в разработку ресурсов нефти на шельфе Карского моря с учетом различных налоговых режимов.

Ключевые слова: континентальный шельф, добыча нефти, геолого-экономическая оценка, Карское море, налоговая система.

ESTIMATION OF ECONOMIC EFFICIENCY PRODUCTION OF HYDROCARBONS ON THE CONTINENTAL SHELF

Ruslan A. Mochalov

KPMG International, JSC Siberian Regional Center, 630004, Russia, Novosibirsk, 1/1 Vokzalnaya Magistral St., Ph. D., a financial consultant, tel. (383)230-22-55, e-mail: ruslan.mochalov@gmail.com

Russian continental shelf is one of the most promising and least explored petroleum macro-regions of our country. Involvement in the economic development of the hydrocarbons are in the subsoil will ensure long-term sustainability of not only oil and gas, but Russia's economy as a whole. In the article the geological and economic evaluation of the feasibility of engaging in the development of oil resources in the Kara Sea shelf, taking into account the different tax regimes.

Key words: continental shelf, oil, geological and economic assessment, the Kara Sea, the tax system.

Экономическую оценку эффективности транспортировки шельфовых углеводородов для конкретного проекта сложно получить без проведения комплексного анализа шельфового проекта, включающего анализ геологических, технологических и экономических факторов. Для этого нами была разработана технико-экономическая модель, позволяющая провести моделирование транспортных (обоснованный выбор схемы транспортировки углеводородов), технологических (обоснованный выбор технологий для бурения и обустройства), геологических (обоснованные потенциальные объемы добычи углеводородов) и экономических процессов (моделирование затрат и выручки, выбор режима налогообложения), а также учесть возможность выбора между несколькими вариантами схем транспортировки и режимами налогообложения.

Принципиальная схема технико-экономической модели оценки экономической эффективности транспортировки шельфовых углеводородов состоит из пяти блоков.

1. В сырьевом блоке выполняется прогноз запасов на основе имеющихся данных о начальных суммарных ресурсах участка шельфа. Проводится оценка площади и других параметров потенциально наиболее крупного месторождения как главного объекта поисковых работ, разведки и добычи.

2. В геолого-промысловом блоке проводится моделирование разработки месторождения при условии максимизации объема добычи углеводородов в условиях ограниченной сырьевой базы, размещения добывающих скважин, прогнозного начального дебита и прогноза его падения.

3. В технико-экономическом блоке проводится выбор технологий для добычи и транспортировки углеводородов на основе алгоритма выбора схемы транспортировки углеводородов и составленной классификации буровых технологий. Далее выполняется прогноз капитальных и эксплуатационных затрат освоения участка континентального шельфа на основе экономически обоснованных нормативов затрат. Выделены следующие разделы: капитальные вложения и эксплуатационные затраты. Каждый раздел включает в себя затраты на транспортную составляющую.

4. В финансово-экономическом блоке проводится расчет системы показателей, отражающих коммерческую и бюджетную эффективность освоения участков континентального шельфа. Основными показателями являются чистая прибыль инвестора и суммарный объем налогов, полученных государством. Также рассчитывается группа показателей инвестиционной привлекательности, таких как чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, индекс доходности, срок окупаемости.

5. В результирующем блоке проводится сравнительный анализ вариантов реализации проекта освоения шельфовых углеводородов на основе финансово-экономических показателей. Делается окончательный выбор варианта реализации проекта, а именно схемы транспортировки углеводородов и режима налогообложения.

Для проведения экономической оценки транспортировки углеводородов при освоении месторождений, расположенных на шельфе, был выбран объект оценки – три лицензионных участка под названием «Восточно-Приновоземельский-1-2-3», расположенных на российском участке арктического шельфа в Карском море. Лицензией на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на данных участках с 2010 г. владеет компания ОАО «НК «Роснефть»». Для освоения этих участков в 2012 г. было создано совместное предприятие, в которое вошли ОАО «НК «Роснефть»» (66,67 %) и американская компания ExxonMobil (33,33 %).

Проект добычи углеводородов в Карском море отличается крайне сложными климатическими условиями, обуславливающими применение высокозатратных технологий добычи и транспортировки, а также высокими прогнозны-

ми ресурсами углеводородов, реализация которых позволит окупить высокие затраты на оборудование.

В настоящее время отсутствует общепринятый подход для определения схемы транспортировки углеводородов, учитывающий специфику шельфовых проектов, поэтому разработка алгоритма, позволяющего определять доступные и экономически целесообразные варианты транспортировки углеводородов с континентального шельфа, является актуальной задачей.

На основе анализа российского и зарубежного опыта нами было сформулировано семь схем транспортировки углеводородов с континентального шельфа. Для проекта освоения ресурсов углеводородов на шельфе Карского моря рекомендуется использовать схему транспортировки углеводородов с шельфа на основе варианта № 6 «танкеры-танкеры» – транспортировка добытых углеводородов танкерами-челноками на береговой комплекс для их последующей подготовки к транспортировке и отгрузке в линейные танкеры большой вместимости на рынок сбыта.

Экономическая оценка реализации проекта освоения ресурсов углеводородов в Карском море дала следующие результаты по коммерческой эффективности (таблица).

Таблица

Экономические показатели освоения шельфа Карского моря

Показатель	Вариант «танкеры»			Вариант «танкеры-танкеры»		
	ДНС	СРП (90/10)	СРП (50/50)	ДНС	СРП (90/10)	СРП (50/50)
Выручка от реализации, млрд руб.	59 715	59 715	59 715	59 715	59 715	59 715
Капитальные вложения, млрд руб.	10 633	10 633	10 633	9705	9705	9705
Эксплуатационные затраты, млрд руб.	22 758	9 443	9 443	21 628	9 242	9 242
Налоги, млрд руб.	10 176	15 190	26 024	10 409	15 697	27 107
Чистая прибыль, млрд руб.	29 651	24 529	13 695	30 585	25 152	13 743
Чистый дисконтированный доход, млрд руб.	2 846	1 944	513	3 130	2 097	510
Внутренняя норма доходности, %	17	15	12	17	15	12
Срок окупаемости, лет	16	17	22	15	17	22
Индекс рентабельности, ед.	1,5	1,4	1,1	1,6	1,4	1,1

На основании полученных результатов можно утверждать, что наиболее привлекательным для инвестора с точки зрения коммерческой эффективности является вариант освоения группы участков Карского моря «танкеры-танкеры» в условиях действующей налоговой системы. Полученные показатели эффективности говорят о том, что проект освоения ресурсов углеводородов шельфа Карского моря по этому варианту является экономически эффективным. Чистый дисконтированный доход по этому варианту, по нашим расчетам, составит 3130 млрд руб. Внутренняя норма доходности в этом варианте составит 17 %, а индекс рентабельности – 1,6.

Таким образом для освоения ресурсов углеводородов шельфа Карского моря наиболее целесообразной схемой транспортировки углеводородов является схема «танкеры-танкеры», предполагающая использование танкеров-челноков и линейных танкеров.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РФФИ № 16-36-00353.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество. – Новосибирск, 2011.
2. Коржубаев А., Филимонова И., Эдер Л. Движение на восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60–67.
3. Эдер Л. В. Европейский рынок нефти. стратегия России / науч. ред. А. Э. Конторович. – Новосибирск, 2007.
4. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18–28.
5. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа Востока России // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – №20. – С. 31.
6. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77.
7. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 2. – (Сер. Россия в АТР).
8. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
9. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
10. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.

© Р. А. Мочалов, 2017

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ СОЦИАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НАДЫМ»

Сергей Леонидович Грачёв

ООО «Газпром добыча Надым», 629730, Россия, г. Надым, ул. Зверева, 1, начальник управления по эксплуатации вахтовых поселков, тел. (349)956-73-53, e-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

В статье рассмотрено современное состояние воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти и газа в России. Выявлены устойчивые тенденции и закономерности развития. Авторами показано, что прирост запасов нефти и газа в России на протяжении последних 25 лет в основном не покрывал текущего уровня добычи, т.е. кратность воспроизводства составляла менее единицы. Однако, начиная с 2008 г. ситуация изменилась. В статье также представлены основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ.

Ключевые слова: воспроизводство, минерально-сырьевая база, нефть, газ, запасы, ресурсы, добыча, кратность воспроизводства.

METHODS OF INCREASING THE ECONOMIC EFFICIENCY OF SOCIAL INFRASTRUCTURE OF LLC «GAZPROM DOBYCHA NADYM»

Sergey L. Grachev

LLC «Gazprom mining Nadym», 629730, Russia, Nadym, 1 Zvereva St., Head of Operating camps, tel. (349)956-73-53, e-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

The article deals with the current state of the reproduction of the mineral resource base of oil and gas in Russia. Revealed stable trends and patterns of development. The authors have shown that the increase in oil and gas in Russia over the past 25 years, largely covered the current level of production, ie, the multiplicity of reproduction is less than unity. However, since 2008 the situation has changed. The article also presents the main areas of exploration for oil and gas.

Key words: reproduction, mineral resources, oil and gas reserves, resources, production, reproduction multiplicity.

ПАО «Газпром» играет ключевую роль в социально-экономическом развитии страны, является одним из лидеров на мировом рынке углеводородов. Основные активы компании сосредоточены в регионах Крайнего Севера, в Ямало-Ненецком автономном округе, отличающемся суровыми природно-климатическими условиями и удаленностью от населенных пунктов с развитой социальной инфраструктурой. Кроме того, по мере истощения крупнейших базовых месторождений (Медвежье, Юбилейное, Ямсовейское) происходит смещение газодобычи в еще более удаленные и инфраструктурно неразвитые районы (Боватенковское месторождение).

В результате для обеспечения высокого уровня работоспособности и повышения качества жизни персонала при освоении новых нефтегазовых месторождений в районах Крайнего Севера государством была разработана система

жизнеобеспечения – здравоохранение, образование, культурное и жилищно-коммунальное обслуживание. Однако в настоящее время наблюдается тенденция передачи ряда функций социальной направленности от государства крупным корпорациям, так называемая «социальная ответственность бизнеса».

Поскольку социальная инфраструктура создает условия для сбалансированной организации всех видов деятельности работников, оказывает положительное влияние на показатели труда и занятости работников, то все чаще отечественные крупные производственные компании, в том числе ПАО «Газпром», берут на себя ответственность за содержание большого количества объектов социальной инфраструктуры, разрабатывают и реализуют отдельные благотворительные и спонсорские социальные программы, проекты и мероприятия. Однако все это не имеет системного и регулярного характера, а также отсутствуют единые унифицированные организационно-экономические подходы с учетом территориальной специфики по содержанию объектов социальной инфраструктуры и оценке их влияния на финансовые показатели компаний.

Поэтому актуальность и востребованность темы исследования обуславливает необходимость разработки организационно-экономических механизмов эффективного обеспечения формирования и развития социальной инфраструктуры крупных производственных компаний; создание эффективного регулирования социальной ответственности бизнеса и его поддержки в рамках развития государственно-частного партнерства.

Цель исследования – разработка методического подхода к оценке эффективности формирования и управления социальной инфраструктуры крупных нефтегазовых компаний в условиях Крайнего Севера.

Задачи исследования:

- 1) выполнить анализ устойчивых тенденций социально-экономического развития крупных нефтегазодобывающих предприятий в условиях Крайнего Севера;
- 2) теоретически обосновать определение категории «социальная инфраструктура» и выполнить обзор отечественных и зарубежных методических подходов к оценке ее эффективности;
- 3) разработать алгоритм механизма повышения эффективности развития и содержания социальной инфраструктуры крупного нефтегазодобывающего предприятия для обеспечения высоких показателей основной производственной деятельности и устойчивого развития бизнеса;
- 4) разработать экономическую модель развития и содержания социальной инфраструктуры крупного нефтегазодобывающего предприятия в условиях Крайнего Севера, позволяющую оценить уровень ее эффективного использования с учетом различных вариантов взаимодействия муниципальных образований, населения и предприятия;
- 5) провести экономическую оценку эффективности развития социальной инфраструктуры крупного нефтегазодобывающего предприятия в условиях Крайнего Севера и на ее основе сформировать стратегические рекомендации для предприятия.

Предметом исследования являются экономические, социальные и институциональные аспекты функционирования социальной инфраструктуры крупного газодобывающего предприятия.

Объект исследования – Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Надым» (дочернее предприятие ПАО «Газпром»).

ПАО «Газпром» занимает особое место на общероссийском пространстве и обладает собственной целостной моделью социальной ответственности. В условиях развития ПАО «Газпром» на глобальном рынке роль корпоративной социальной ответственности будет возрастать, и в целях повышения эффективности необходимо адаптировать и дифференцировать социальные программы, учитывая региональные особенности и реальные потребности сотрудников.

Исследование показало, что социальная инфраструктура является важным элементом корпоративной культуры, в частности, играет важную роль в обеспечении основной деятельности, создавая условия для формирования стабильного коллектива и воспроизводства человеческих ресурсов. При оценке роли социальной инфраструктуры важно руководствоваться не только экономическими показателями и статусом объектов, но и учитывать возможное влияние на эффективность управленческих решений, особенно затрагивающих интересы персонала.

Одним из направлений повышения эффективности функционирования является реструктуризация компании путем выделения из его состава непрофильных видов деятельности, не связанных с основным производственным процессом. Основные задачи реформирования: снизить затраты на поддержание и восстановление основных фондов; повысить эффективность отдельных подразделений, деятельность которых не соответствует современным требованиям; оптимизировать численность и затраты подразделений в соответствии с изменяющимися функциями и объемами работ; использовать современные системы управления, новые бизнес процессы и процедуры.

Оценочные показатели используются для расчета сводного интегрированного показателя, на основании которого производится оценка эффективности деятельности объектов социальной инфраструктуры предприятия. Каждому из оценочных показателей, на основе которых рассчитывается сводный интегрированный показатель, присваивается весовой коэффициент в баллах, определяющий значимость данного показателя в сводном интегрированном показателе. Комплексная оценка деятельности исполнителя социальных услуг осуществляется с применением сводного интегрированного показателя, который рассчитывается на основе достигнутых значений оценочных показателей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество. – Новосибирск, 2011.
2. Коржубаев А., Филимонова И., Эдер Л. Движение на восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60–67.

3. Эдер Л. В. Европейский рынок нефти. стратегия России / науч. ред. А. Э. Конторович. – Новосибирск, 2007.
4. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18–28.
5. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа Востока России // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 31.
6. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77.
7. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 2. – (Сер. Россия в АТР).
8. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
9. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
10. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.

© С. Л. Грачёв, 2017

МЕТОД МОНТЕ-КАРЛО ПРИ АНАЛИЗЕ РИСКОВ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

Мария Дмитриевна Ветчинова

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, e-mail: vip_v88@mail.ru

В данной статье проанализирован метод Монте-Карло, детально разобран алгоритм указанного метода, а также проанализированы вероятностные законы, согласно которым распределены ключевые параметры метода, сформулирован вывод о том, какая комбинация вероятностных законов независимых параметров проекта дает самый высокий уровень NPV.

Ключевые слова: метод Монте-Карло, неопределенность, эффективность разработки месторождения, вероятностные законы, имитационное моделирование.

THE MONTE CARLO METHOD IN THE ANALYSIS OF RISKS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Maria D. Vetchinova

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., student, e-mail: vip_v88@mail.ru

This article analyzed the Monte Carlo method, thoroughly understand the algorithm of this method, as well as analyzed the probabilistic laws that distributed the key parameters of the method, formulated a conclusion about what the combination of probability laws independent project parameters provides the highest NPV.

Key words: Monte Carlo method, the uncertainty, the efficiency of field development, probabilistic laws simulation.

В условиях особенностей российского рынка углеводородов, характеризующегося зависимостью от внеэкономических факторов и высокой степенью неопределенности и риска, возрастает актуальность использования стохастических методов оценки инвестиционных проектов, одним из которых является метод Монте-Карло. В настоящей работе он применяется для расчетов чистой приведенной стоимости (NPV) инвестиционного проекта – разработки месторождения полезных ископаемых. Указанный метод позволяет учесть максимально возможное число факторов внешней среды для поддержки принятия управленческих решений, что характеризует метод Монте-Карло как мощное средство, используемое для анализа инвестиционных рисков.

Для компьютерной реализации указанного метода существует большое количество программных комплексов, однако они не лишены недостатков, таких как отсутствие выбора параметров распределений, отсутствие некоторых распределений, используемых при моделировании показателей проекта. Данный факт говорит о том, что в указанной сфере необходимо усовершенствование. Таким образом, целью данной работы стало создание нового программного комплекса, реализующего метод Монте-Карло.

Ключевая идея метода состоит в соединении анализа чувствительности и вероятностных распределений факторов модели. Вместо создания отдельных сценариев в указанном методе создаются сотни возможных комбинаций факторов с учетом их вероятностного распределения.

Еще одним важным этапом при расчете эффективности разработки месторождения указанным способом является определение того, по каким вероятностным законам распределен тот или иной параметр в модели. Так, например, величина запасов не может быть отрицательной, следовательно, для моделирования используется логнормальное распределение. Всего в ходе анализа проводится огромное количество повторов, около 10 тысяч.

На первом этапе метода выбирается результирующий показатель. В рамках данной работы эту роль играет чистый дисконтированный доход (NPV). Также в качестве результирующих переменных могут выступать геологические показатели, такие как извлекаемые запасы, технологические показатели, например, добыча или число скважин, показатели затрат, финансовые показатели, такие как срок окупаемости, внутренняя норма доходности и др.

На втором этапе метода задаются независимые параметры и вероятностные законы, согласно которым они распределены. В данной модели независимые параметры можно варьировать для достижения максимального значения ЧДД (NPV) и, как следствие, – достижение максимального уровня эффективности при разработке месторождения.

На основе анализа аналогичных проектов и экспертных оценок устанавливаются границы изменения выбранных во втором пункте переменных и допустимые для них распределения. В рамках данной работы в качестве независимых были выбраны такие параметры, как цена на углеводороды, капитальные вложения, эксплуатационные затраты и налоговые отчисления.

Рассмотрим более подробно выбираемые для независимых параметров распределения.

На основе экспертных оценок можно сделать вывод о том, что при моделировании цены на углеводороды обычно используется нормальное или треугольное распределение. Капитальные вложения, как правило, распределены в соответствии с нормальным или треугольным вероятностным законом. Эксплуатационные затраты на разработку месторождения чаще всего определяется одним из трех распределений: логнормальным, нормальным, треугольным. Налоговые отчисления также определяются одним из трех представленных вероятностных законов. Также на данном этапе устанавливаются взаимозависимости между переменными и алгоритм расчета результирующего показателя.

Следующий этап состоит в проведении с помощью подходящего программного комплекса расчетов необходимых показателей. На основе работы программных комплексов генерируется случайный сценарий реализации инвестиционного проекта.

На основе установленных связей рассчитываются значения зависимых переменных (например, эксплуатационные затраты). После большого количества подобного рода симуляций получаем множество возможных результатов NPV.

Завершающим этапом является анализ полученных результатов и, как следствие, принятие решения о разработке данного месторождения или же о том, что данное месторождение разрабатывать неэффективно. Производится статистический анализ полученных значений NPV: вероятность положительных/отрицательных значений, расчет статистик, построение гистограммы и эмпирической функции распределения. На основе данного анализа инвестор может сделать вывод о риске реализации данного инвестиционного проекта.

Проанализировав различные варианты распределений для независимых параметров, автор пришла к выводу, что наибольшее значение NPV получается в случае, если цена на углеводороды задается треугольным распределением, в качестве вероятностного закона для капитальных вложений выбран нормальный, эксплуатационные затраты моделируются согласно логнормальному закону, а налоговые отчисления распределены согласно нормальному закону.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51–61.
2. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40–51.
3. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю. Современное состояние нефтяной промышленности России // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8–13.
4. 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.
5. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Светлое будущее в углеводородных тонах // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37.
6. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Проворная И. В., Мочалов Р. А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16–22.
7. 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.
8. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Мишенин М. В., Проворная И. В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15–23.
9. Эдер Л. В., Немов В. Ю., Филимонова И. В. Перспективы энергопотребления на транспорте: методические подходы и результаты прогнозирования // Мир экономики и управления. – 2016. – Т. 16, № 1. – С. 25–38.
10. Комплексный анализ современного состояния нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Дякун А. Я., Мамахатов Т. М. // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. – 2016. – Т. 2, № 1. – С. 43–60.

© М. Д. Ветчинова, 2017

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА УГЛЕВОДОРОДЫ В СЛАНЦЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ДОМАНИКОВОГО ТИПА

Лилия Александровна Благова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, младший научный сотрудник отдела геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа, тел. (495)673-45-01, e-mail: blagova@vnigni.ru

Анна Игоревна Десяцкова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, инженер 2-й категории отдела геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа, тел. (495)673-45-01, e-mail: desyatskova@vnigni.ru

Кристина Вазгеновна Дорохова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, ведущий инженер отдела геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа, тел. (495)673-45-01, e-mail: martirosan@vnigni.ru

Екатерина Сергеевна Чернышова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, инженер отдела геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа, тел. (495)673-45-01, e-mail: chernishova@vnigni.ru

В связи с высокими рисками при проведении работ по освоению доманиковых отложений нефти, для достижения их экономически целесообразной разработки необходимо определить условия, обеспечивающие экономическую эффективность. В рамках данной работы осуществлена оценка минимально рентабельных запасов рассматриваемых отложений в расчете на одну скважину, а также оценка величины эффективной нефтенасыщенной мощности пласта, при которой освоение объектов доманикового типа становится экономически целесообразным. Кроме того осуществлен учет экономических рисков при изменении используемых технологий нефтедобычи.

Ключевые слова: доманиковые отложения, минимально рентабельные запасы, экономически эффективная добыча, эффективная нефтенасыщенная мощность.

EVALUATION OF ECONOMIC EFFECTIVENESS OF GEOLOGICAL EXPLORATION WORKS FOR SHALE SEDIMENTS OF DOMANIK TYPE HYDROCARBONS

Liliya A. Blagova

All-Russian Research Geological Oil Institute, 105118, Russia, Moscow, 36 Shosse Entuziastov, Junior researcher of the geological and economic evaluation of oil and gas reserves and resources department, tel. (495)673-45-01, e-mail: blagova@vnigni.ru

Anna I. Desyatskova

All-Russian Research Geological Oil Institute, 105118, Russia, Moscow, 36 Shosse Entuziastov, Second category engineer of the geological and economic evaluation of oil and gas reserves and resources department, tel. (495)673-45-01, e-mail: desyatskova@vnigni.ru

Kristina V. Dorokhova

All-Russian Research Geological Oil Institute, 105118, Russia, Moscow, 36 Shosse Entuziastov, Lead engineer of the geological and economic evaluation of oil and gas reserves and resources department, tel. (495)673-45-01, e-mail: martirosan@vnigni.ru

Ekaterina S. Chernishova

All-Russian Research Geological Oil Institute, 105118, Russia, Moscow, 36 Shosse Entuziastov, Engineer of the geological and economic evaluation of oil and gas reserves and resources department, tel. (495)673-45-01, e-mail: chernishova@vnigni.ru

Taking into account high risks of the development of the domanik type hydrocarbons, achievement of their economic recovery is possible in determining of conditions that ensure economic efficiency. In this article there is the estimation of the minimum cost-effective reserves per well of the domanik sediments and the determination of effective oil-saturated thickness of the formation, in which the development of objects of the domanik type becomes economically reasonable. In addition, economic risks were taken into account when the technologies used for oil production were changing.

Key words: domanik sediments, minimum economic field size, economic recovery, effective oil-saturated thickness.

Высокие риски при проведении геологоразведочных работ на трудноизвлекаемые углеводороды отложений доманикового типа первоочередно связаны с высокой неопределенностью геологической и экономической информации, что обуславливает необходимость выявления условий, способствующих реализации эффективности освоения доманиковых отложений.

Для получения экономических критериев эффективности освоения трудноизвлекаемых ресурсов углеводородов доманиковых отложений была осуществлена оценка минимально рентабельной добычи нефти в расчете на одну скважину с учетом геологических особенностей стандартным методом дисконтированного денежного потока с использованием методов оценки экономических рисков и минимальных рентабельных запасов (MEFS).

Минимальные рентабельные извлекаемые запасы на одну добывающую скважину – это объем запасов, ниже которого разработка нефтяного месторождения становится экономически нецелесообразной ($NPV = 0$). Существуют различные методы, используемые для оценки MEFS [1]; наиболее известные: метод аналогий, графический метод, вероятностный метод.

Для получения экономических критериев эффективности освоения доманиковских отложений была проведена оценка объема минимально рентабельных запасов графическим методом. Основными шагами для данного метода являются:

- 1) с помощью геолого-технологических параметров строится профиль добычи нефти, динамика добычи жидкости, закачки реагентов, количество добывающих и нагнетательных скважин;
- 2) проводится оценка капитальных затрат на бурение, обустройство скважин, а также операционных затрат;

3) проводится оценка величины налоговых выплат согласно действующему законодательству;

4) проводится оценка величины чистого дисконтированного дохода и внутренней нормы рентабельности.

5) проводятся повторно шаги 1) – 5) при увеличении или уменьшении размеров запасов. При этом необходимо рассмотреть хотя бы один вариант, при котором определенной величине запасов будет соответствовать отрицательное значение NPV.

6) На основе полученных положительных и отрицательных значений NPV строится линия регрессии.

Для оценки величины налоговых выплат и NPV использовалась цена реализации нефти на внутреннем рынке, рассчитанная методом Netback, который основан на определении цены на внутреннем рынке как разницы между экспортной ценой нефти и расходами на транспортировку и экспортные пошлины. Экспортная цена нефти принята на уровне 40 долл./бар или 292 долл/т, курс доллара – 64,8 руб./долл. Эти данные представлены Министерством экономического развития РФ в ноябре 2016 года [2].

В рамках указанного сценария был применен графический метод определения MEFS. На рисунке представлена оценка минимально рентабельных запасов нефти в расчете на скважину в сланценосных отложениях доманикового типа.

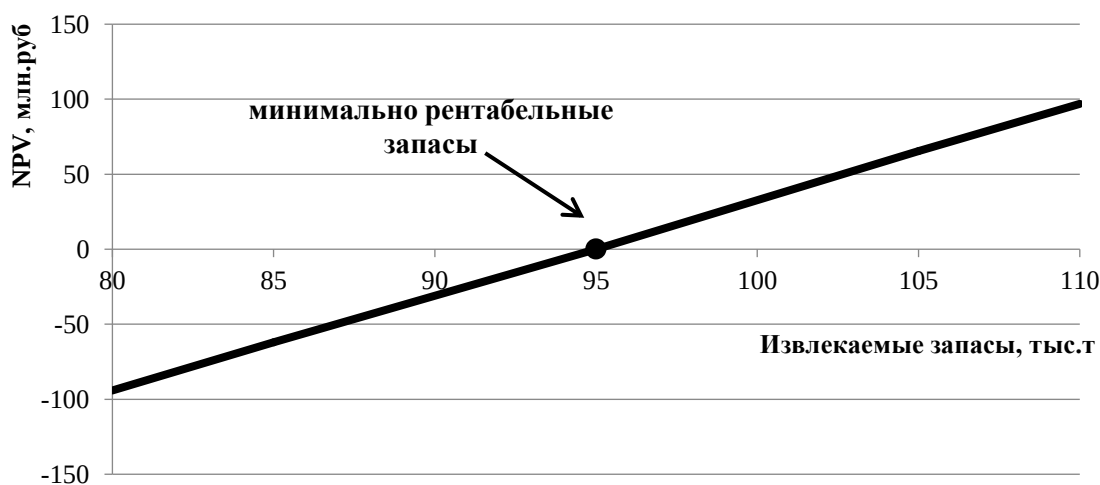


Рис. Оценка минимально рентабельных запасов нефти в расчете на скважину в сланценосных отложениях доманикового типа согласно принятому ценовому сценарию

Таким образом, результаты экономической оценки эффективности освоения доманиковских отложений показывают, что пороговый экономический эффект достигается при добыче в расчете на горизонтальную скважину (с длиной горизонтальной части ствола равной 1 км, площадью дренирования 0,5 км² и применением ГРП) 95 тыс. т нефти.

В дальнейшем были проведены расчеты минимальной мощности эффективной части разреза отложений доманикового типа, необходимой для обеспечения минимального уровня рентабельной добычи нефти в соответствии с данными из таблицы ниже (табл. 1).

Таблица 1

Исходные данные для расчета экономически целесообразной эффективной нефтенасыщенной мощности

Показатель	Значение
Минимально рентабельные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	95 (рассчитано выше)
Плотность нефти, т/м ³	0,838
Открытая пористость, %	4
Пересчетный коэффициент, д.ед.	0,735
Коэффициент нефтенасыщения, д.ед.	0,95
Площадь нефтенасыщенных пород, км ²	0,5
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	изменяемая величина

Пористость принята на уровне 4% как средневзвешенное значение в эффективной части разреза по данным интерпретации ГИС и петрофизических исследований керна. Плотность нефти, пересчетный коэффициент и нефтенасыщенность приняты по аналогии с Троицким месторождением нефти в отложениях доманикового типа в Бузулукской впадине, которое поставлено на Госбаланс. За площадь нефтенасыщенных пород принята площадь дренирования горизонтальной скважины равна произведению длины горизонтальной части ствола (1 км) на длину малой оси эллипса дренирования (0,5 км).

В итоге были получены следующие значения экономически целесообразной эффективной нефтенасыщенной мощности (табл. 2).

Таблица 2

Минимальные эффективные мощности доманиковых отложений, необходимые для обеспечения экономически эффективной добычи, в зависимости от КИН при цене на нефть 40\$/барр и курсе 64,8 руб/\$

КИН	Эффективная мощность, м
0,030	270,6
0,050	162,4
0,100	81,2
0,200	40,6
0,300	27,1

Максимальное значение мощности эффективной части разреза отложений доманикового типа в Волго-Уральской НГП составляет 80 м. Как видно из таблицы выше, при наиболее вероятных значениях КИН 3-10%, достигаемых при использовании существующих технологий нефтедобычи, минимальные эффективные мощности, необходимые для обеспечения экономически эффективной добычи при цене на нефть 40\$/барр и курсе 64,8 руб/\$ выше 80 м, а значит при таких значениях КИН освоение доманиковых отложений при указанных экономических условиях не эффективно. Только с достижением КИН 20% незначительные территории Волго-Уральской НГП с доманиковскими отложениями становятся экономически целесообразными.

Таким образом, в текущих экономических условиях и наиболее вероятных значениях КИН 0,03-0,1 д.ед. освоение осложнений доманиковского типа экономически нецелесообразно. Однако при комплексном освоении традиционных залежей нефти с нетрадиционными, какими являются доманиковские отложения, разработка объектов на участках недр в текущих рыночных условиях принесет недропользователю положительный доход. Кроме того, необходимо использование новейших современных технологий, которые позволят добиться большей продуктивности скважин, а значит освоение доманиковских отложений сможет проводиться в условиях снижения производственных затрат.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Minimum economic field size estimation and its role in exploration project risks assessment: evaluation of different methodologies / I. Yemez, H. Stigliano, V. Singh, E. Izaguirre // First Break. – 2016. – Vol. 34, No 4. – P. 29–38.
2. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов. – М., 2016.

© Л. А. Благова, А. И. Десяцкова, К. В. Дорохова, Е. С. Чернышова, 2017

КАДАСТРОВАЯ ОЦЕНКА ОБЪЕКТОВ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Марина Михайловна Иутина

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, кандидат экономических наук, зав. отделом геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа, тел. (495)673-45-01, e-mail: iutina@vnigni.ru

Кристина Вазгеновна Дорохова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, ведущий инженер отдела геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа, тел. (495)673-45-01, e-mail: martirosan@vnigni.ru

В нашей стране существуют различные системы кадастров основных видов природных ресурсов; одним из важнейших является государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых. В статье подробно рассмотрены основные цели ведения указанного кадастра, его составляющие и источники информации. Рассмотрено регулирование ведения кадастра полезных ископаемых действующими нормативно-правовыми актами. Затронуты методики проведения геолого-экономической оценки в системе кадастровой оценки объектов недропользования, а также выделены существующие проблемы кадастровой оценки запасов углеводородного сырья.

Ключевые слова: государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых, кадастровая стоимость, геолого-экономическая оценка, кадастровая оценка.

CADASTRAL EVALUATION OF SUBSURFACE OBJECTS

Marina M. Iutina

All-Russian Research Geological Oil Institute, 105118, Russia, Moscow, 36 Shosse Entuziastov, Ph. D., Head of the geological and economic evaluation of oil and gas reserves and resources department, tel. (495)673-45-01, e-mail: iutina@vnigni.ru

Kristina V. Dorokhova

All-Russian Research Geological Oil Institute, 105118, Russia, Moscow, 36 Shosse Entuziastov, Lead engineer of the geological and economic evaluation of oil and gas reserves and resources department, tel. (495)673-45-01, e-mail: martirosan@vnigni.ru

In our country there are various systems of the main types of natural resources cadastres; One of the most important is the state cadastre of fields and manifestations of minerals. The article considers in detail the main objectives of the cadastre, its components and sources of information. There is considered the regulation of the mineral resources cadastre by the current regulatory and legal acts in this article. Methods of geological and economic assessment in the system of cadastral valuation of subsurface objects and existing problems of cadastral valuation of hydrocarbon reserves were touched on an issue.

Key words: state cadastre of fields and manifestations of minerals, cadastral value, geological and economic assessment, cadastral valuation.

В настоящее время Российским Федеральным геологическим фондом, относящимся к Федеральному агентству по недропользованию, ведется государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых (далее – Кадастр), являющийся одним из важнейших видов кадастра.

Как и любой кадастр, он составляется официальным органом на основе данных об определенных ресурсах, их расположении, величине, качественных характеристиках, назначении, стоимости и др. Основным регулирующим нормативно-правовым актом является Закон РФ от 21 февраля 1992 года № 2395-1 «О недрах». В его статьях 30 и 32 закреплены цели ведения Кадастра, его основные составляющие и источники информации для его формирования.

Основными целями Кадастра являются [1]:

- обеспечение разработки федеральных и региональных программ геологического изучения недр,

- комплексное использование месторождений полезных ископаемых,

- рациональное размещение предприятий по их добыче, и прочее.

К основным источникам, формирующим Кадастр, относятся:

- геологическая информация, представляемая пользователями недр, осуществляющими геологическое изучение недр, в федеральный фонд геологической информации и его территориальные фонды, а также в фонды геологической информации субъектов Российской Федерации, если пользование недрами осуществляется на участках недр местного значения;

- государственная отчетность пользователей недр, осуществляющих разведку месторождений полезных ископаемых и их добычу, представляемая в указанные фонды в порядке, устанавливаемом уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти. Порядок предоставления государственной отчетности предприятиями в фонды геологической информации регулируется Постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.1996 г. №215 [2].

Более подробно порядок составления и ведения государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых отображен в Приказе Минприроды России от 07.12.2015 № 526 [3].

Кроме выше указанных нормативно-правовых актов, в состав нормативной базы по ведению Кадастра месторождений включаются также ведомственные инструкции и руководства [4–7], однако все они были утверждены еще в начале 1980-х годов. Им на замену должны были прийти новые документы, проекты которых были составлены в начале 2000-х, однако они так и не были официально приняты.

С 2010 года в ФЗ «Об оценочной деятельности в РФ» [8] официально закрепляется понятие государственной кадастровой оценки. Она проводится в отношении объектов недвижимости, учтенных в государственном кадастре недвижимости. Однако преобразования не коснулись кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых: несмотря на то, что участки недр, согласно Гражданскому Кодексу РФ относятся к недвижимому имуществу, права на них в кадастре недвижимости не отражаются.

Единственное упоминание об экономической составляющей в Кадастре месторождений имеется в Законе РФ «О недрах»: государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых должен содержать геолого-экономическую оценку по каждому месторождению.

Согласно ст. 3 ФЗ «Об оценочной деятельности в РФ», под кадастровой стоимостью понимается стоимость, установленная в результате проведения государственной кадастровой оценки или в результате рассмотрения споров о результатах определения кадастровой стоимости. Таким образом, в качестве кадастровой стоимости месторождений полезных ископаемых может выступать стоимостной результат геолого-экономической оценки.

На протяжении длительного периода времени в нашей стране методические аспекты экономической оценки объектов недропользования определялись на основании Регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений [9], утвержденного в 1996 году. К 2007 году положения указанного документа значительно устарели, поэтому в 2007 году на основе указанного выше регламента были подготовлены новые «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» [10].

В течение 10 лет после принятия Рекомендаций 2007 года шли активные обсуждения и бурные дискуссии, касающиеся противоречий и недостатков действующих методических аспектов экономической оценки объектов недропользования. В мае 2016 года были утверждены «Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» [11]. Авторы новой методики попытались учесть наиболее спорные вопросы, сформировавшиеся за время практики пользования методическими документами, однако значительная часть положений требует уточнения.

Основные спорные вопросы подробно освещены в работах «Проблемы экономической оценки проектов разработки месторождений при переходе на новую классификацию запасов и ресурсов нефти и горючих газов» [12] и «Вопросы экономической оценки проектов разработки месторождений УВС в переходный период» [13].

Кроме существующих вопросов в методике проведения геолого-экономической оценки, имеется ряд проблем в использовании ее стоимостного результата в качестве кадастровой стоимости объектов недропользования.

Такие исследователи как С. А. Смоляк, Г. И. Микерин, О. Е. Медведева, А. И. Артеменков выделяют такие проблемы как [14]:

- определение недропользователями разных ставок дисконтирования за один и тот же промежуток времени;
- использование ставки дисконта, не соответствующей текущей макроэкономической ситуации. На сегодняшний день в отрасли, как правило, используется годовая ставка дисконтирования на уровне 15 процентов, однако ее необходимо пересматривать централизованно каждый год;

– проведение недропользователями оценки в период на 0–25 лет или только на срок действия лицензии, вследствие чего, производится некорректный выбор рекомендуемых технологических вариантов разработки как эксплуатационных объектов, так и всего месторождения;

– проведение оценки объектов недропользования только за рентабельный срок разработки. Очень часто после достижения рентабельного срока разработки недропользователь прекращает эксплуатацию месторождения, которое и не представляет интереса для других компаний. Для полной выработки месторождения на завершающем этапе разработки необходимо дальнейшее развитие механизма поддержки государства;

– использование налоговых ставок, действующих на дату оценки, без учета планируемых изменений налоговой системы и, как следствие, отсутствие определенной периодичности необходимых долгосрочных прогнозов цен и ставок налогов;

– учет запасов разных категорий с отсутствием различия в степени неопределенности.

Кроме того, необходимо выделить и другие важные проблемы кадастровой оценки.

В настоящее время в государственном Кадастре отсутствует стоимостная оценка по месторождениям нераспределенного фонда недр. В связи с чем, необходимо определить оценщика таких месторождений.

На сегодняшний день не ясно, как указывать кадастровую стоимость тех объектов недропользования, которые на дату оценки имеют отрицательную величину экономической эффективности их разработки.

В Кадастре имеется стоимостная информация только в целом по месторождению, однако зачастую для участников в сфере недропользования интерес представляет экономическая оценка освоения каждого эксплуатационного объекта разработки.

Остается открытым вопрос о занесении стоимостного показателя кадастровой оценки месторождения, если правом пользования разных пластов обладает несколько недропользователей. Методы и условия проведения оценки у каждого недропользователя могут значительно отличаться, а значит результаты оценки несопоставимы.

Кадастровая оценка месторождений нефти и газа важна при решении управленческих задач в сфере недропользования. Она одинаково важна и для государства и для пользователей недр.

Кадастровая оценка может являться базой при принятии решений Компаниями о целесообразности приобретения лицензий на право пользования недрами, выработки тактики ведения аукционных торгов, выбора наиболее перспективных направлений деятельности и выхода на мировые финансовые рынки, также она позволяет определить привлекательность инвестиций в добывающий сектор. Кроме того, показатели кадастровой оценки необходимы для экономического обоснования планируемых технологических решений при разработке месторождений углеводородного сырья.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. О недрах [Электронный ресурс] : Закон РФ от 21 февраля 1992 года № 2395-1. – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
2. Об утверждении Порядка представления государственной отчетности предприятиями, осуществляющими разведку месторождений полезных ископаемых и их добычу, в федеральный и территориальные фонды геологической информации [Электронный ресурс] : Постановление Правительства РФ от 28.02.1996 № 215 (ред. от 05.06.2013). – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
3. Об утверждении Порядка составления и ведения государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых [Электронный ресурс] : Приказ Минприроды России от 07.12.2015 № 526. – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
4. Инструкция по ведению кадастра и методическое руководство по составлению паспортов (утверждена приказом Мингео СССР от 25.07.1980 № 312). – М. : Союзгеолфонд, 1981. – 191 с.
5. Методические рекомендации по составлению и проверке паспортов. – М. : Союзгеолфонд, 1982. – 41 с.
6. Дополнения и изменения к методическому руководству по составлению паспортов объектов учета ГКМ СССР. – М. : Союзгеолфонд, 1982. – 4 с.
7. Примеры заполнения паспортов [Электронный ресурс]. – М. : Союзгеолфонд, 1982. – 101 с. – Режим доступа: <http://www.rfgf.ru/2-3.htm>.
8. Об оценочной деятельности в Российской Федерации [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 29.07.1998 № 135-ФЗ (ред. от 26.04.2016). – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
9. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 (утв. Минтопэнерго РФ 23.09.1996) [Электронный ресурс]. – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
10. Об утверждении Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [Электронный ресурс] : Приказ МПР России от 21.03.2007 № 61. – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
11. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья / Министерство природных ресурсов Российской Федерации. – М., 2016.
12. Иутина М. М., Чернышова Е. С., Дорохова К. В. Проблемы экономической оценки проектов разработки месторождений при переходе на новую классификацию запасов и ресурсов нефти и горючих газов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 1–2. – С. 55–58.
13. Иутина М. М., Чернышова Е. С., Дорохова К. В. Вопросы экономической оценки проектов разработки месторождений УВС в переходный период // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 4. – С. 39–44.
14. Проблемы кадастровой оценки месторождений полезных ископаемых / Смоляк С. А., Микерин Г. И., Медведева О. Е., Артеменков А. И. // Имущественные отношения в Российской Федерации. – 2012. – № 5. – С. 41–51.

© М. М. Иутина, К. В. Дорохова, 2017

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Лилия Александровна Благова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, младший научный сотрудник отдела геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа, тел. (495)673-45-01, e-mail: blagova@vnigni.ru

Анна Игоревна Десяцкова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, инженер 2-й категории отдела геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа, тел. (495)673-45-01, e-mail: desyatskova@vnigni.ru

Кристина Вазгеновна Дорохова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, ведущий инженер отдела геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа, тел. (495)673-45-01, e-mail: martirosan@vnigni.ru

Екатерина Сергеевна Чернышова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 105118, Россия, г. Москва, шоссе Энтузиастов, 36, инженер отдела геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа, тел. (495)673-45-01, e-mail: chernishova@vnigni.ru

В связи с переходом на новую Классификацию запасов и ресурсов нефти и горючих газов в 2016 году были разработаны «Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья». В данной работе рассматриваются критерии выбора рекомендуемого варианта разработки месторождений углеводородного сырья согласно разработанной методике, а также производится сравнение данной методики с методическими рекомендациями, действовавшими до ее утверждения.

Ключевые слова: углеводородное сырье, рентабельно извлекаемые запасы, рекомендуемый вариант разработки, интегральный показатель оптимальности.

ECONOMIC CRITERIA FOR SELECTING THE RECOMMENDED OPTION FOR HYDROCARBON FIELD DEVELOPMENT

Liliya A. Blagova

All-Russian Research Geological Oil Institute, 105118, Russia, Moscow, 36 Shosse Entuziastov, Junior researcher of the geological and economic evaluation of oil and gas reserves and resources department, tel. (495)673-45-01, e-mail: blagova@vnigni.ru

Anna I. Desyatskova

All-Russian Research Geological Oil Institute, 105118, Russia, Moscow, 36 Shosse Entuziastov, Second category engineer of the geological and economic evaluation of oil and gas reserves and resources department, tel. (495)673-45-01, e-mail: desyatskova@vnigni.ru

Kristina V. Dorokhova

All-Russian Research Geological Oil Institute, 105118, Russia, Moscow, 36 Shosse Entuziastov, Lead engineer of the geological and economic evaluation of oil and gas reserves and resources department, tel. (495)673-45-01, e-mail: martirosan@vnigni.ru

Ekaterina S. Chernishova

All-Russian Research Geological Oil Institute, 105118, Russia, Moscow, 36 Shosse Entuziastov, Engineer of the geological and economic evaluation of oil and gas reserves and resources department, tel. (495)673-45-01, e-mail: chernishova@vnigni.ru

In connection with the transition to the new classification of oil and gas reserves in 2016, "Temporary guidelines for the preparation of technical projects of hydrocarbon fields development" were developed. This paper, considers the criteria for selecting the recommended option for hydrocarbon field development in accordance with the developed methodology, and a comparison of this methodology with the methodological recommendations that were in effect prior to its approval.

Key words: hydrocarbon mineral resource, profitably recoverable reserves, recommended option for development, the integral exponent of the support.

С вступлением в силу «Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» [1] в 2016 году изменился принцип технико-экономической оценки эффективности разработки месторождений углеводородного сырья: в новых методических рекомендациях основной упор делается на определении величины рентабельно извлекаемых запасов, которые, как самостоятельная категория, возникли после принятия «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» [2].

Согласно «Временным методическим рекомендациям...» (2016 г.), текущие (начальные) рентабельно извлекаемые запасы УВС определяются как накопленная добыча нефти, газа и конденсата с первого проектного года (с начала разработки) до конца рентабельного срока.

В целях определения величины рентабельно извлекаемых запасов в «Временных методических рекомендациях...» (2016 г.) был разработан интегральный показатель оптимальности $T_{\text{опт}}$, призванный определить наиболее оптимальный вариант разработки объекта, исходя из нормированных значений технико-экономических показателей разработки, определяемых на конец рентабельного периода (табл. 1).

В представленной методике при определении рекомендуемого варианта разработки оценивается комплекс технико-экономических показателей (нормированный КИН, NPV и ДДГ). Согласно действовавшим ранее «Методическим рекомендациям...» (2007 г.) при определении рекомендуемого варианта разработки должен был соблюдаться принцип максимизации коэффициента нефтеизвлечения при неотрицательном чистом дисконтированном доходе.

В большинстве случаев рекомендуемый вариант разработки, определенный по двум методикам («Методические рекомендации...» от 2007 года и «Временным методическим рекомендациям...» от 2016 года), совпадает. Од-

нако нередко встречаются ситуации, когда выбранный по действующим в настоящий момент методическим рекомендациям вариант разработки отличается от варианта, который мог бы быть выбран согласно методическим рекомендациям, утвержденным в 2007 году (табл. 2).

Таблица 1

Методика расчета интегрального показателя оптимальности $T_{\text{опт}}$

Показатель	Методика 2016 г.
Критерии выбора рекомендуемого варианта разработки	$T_{\text{опт}}(i) = \max T_{\text{опт}} \{1 \dots n\}$
Вспомогательные формулы	$T_{\text{опт}}(i) = \text{НКИН}(i) + \text{НNPV}(i) + \text{НДДГ}(i)$ $\text{НКИН} = \text{КИН}(i) (\text{за рент.срок}) / \max \text{КИН} \{1 \dots n\} (\text{за рент.срок})$ $\text{НNPV} = \text{NPV}(i) (\text{за рент.срок}) / \max \text{NPV} \{1 \dots n\} (\text{за рент.срок})$ $\text{НДДГ} = \text{ДДГ}(i) (\text{за рент.срок}) / \max \text{ДДГ} \{1 \dots n\} (\text{за рент.срок})$
Условные обозначения	i – вариант разработки; $\{1 \dots n\}$ – множество вариантов разработки; КИН – коэффициент извлечения нефти, д.ед.; NPV – чистый дисконтированный доход, млн.руб.; $T_{\text{опт}}$ – интегральный показатель оптимальности; Нкин – нормированный коэффициент извлечения нефти; НNPV – нормированный ЧДД пользователя недр; НДДГ – нормированный накопленный дисконтированный доход государства

Таблица 2

Сравнение результатов выбора рекомендуемого варианта разработки согласно методикам от 2007 и 2016 гг.

Показатель	Методика 2016 г.	Методика 2007 г.
Объект 1		
Рекомендуемый вариант разработки	2	3
NPV, млн.руб.	256	253
КИН, д.ед.	0,332	0,333
Объект 2		
Рекомендуемый вариант разработки	2	3
NPV, млн.руб.	181	176
КИН, д.ед.	0,341	0,347

Показатель	Методика 2016 г.	Методика 2007 г.
Объект 3		
Рекомендуемый вариант разработки	2	3
NPV, млн.руб.	404	392
КИН, д.ед.	0,555	0,557
Объект 4		
Рекомендуемый вариант разработки	0	2
NPV, млн.руб.	937	1 157
КИН, д.ед.	0,374	0,396
Объект 5		
Рекомендуемый вариант разработки	2	3
NPV, млн.руб.	382	303
КИН, д.ед.	0,361	0,363

Согласно представленной таблице, выбор рекомендуемого варианта разработки согласно «Временным методическим рекомендациям...» (2016 г.) в ряде случаев может привести к занижению величины извлекаемых запасов углеводородного сырья, которые ставятся на Баланс запасов УВС РФ. Предлагаемый к выбору варианта разработки согласно «Методическим рекомендациям...» (2007 г.) обеспечивает извлечение наибольшего количества запасов из недр РФ наряду с положительным экономическим результатом пользователя недр.

Помимо прочего нередки ситуации, когда при определении рекомендуемого варианта разработки согласно интегральному показателю оптимальности $T_{\text{опт}}$ предпочтение должно отдаваться базовому варианту разработки, характеризующемуся наименьшей величиной коэффициента нефтеизвлечения на конец расчетного периода (табл. 3).

Несмотря на наибольшее значение интегрального показателя оптимальности $T_{\text{опт}}$ в представленных примерах, утверждаемые запасы углеводородного сырья по базовому варианту в несколько раз ниже запасов по другим вариантам, которые могли бы быть утверждены при соблюдении принципа максимизации коэффициента нефтеизвлечения при положительном экономическом результате пользователя недр, что противоречит основным требованиям по рациональному использованию и охране недр [4].

Таким образом, разработанный во «Временных методических рекомендациях...» (2016 г.) интегральный показатель оптимальности $T_{\text{опт}}$, на основании которого производится выбор рекомендуемого варианта разработки месторождений углеводородного сырья, наряду с охватом результатов технико-экономической работы объекта за рентабельный период разработки в ряде случаев вступает в противоречие с принципами полноты извлечения запасов из недр Российской Федерации.

Таблица 3

Выбор рекомендуемого варианта разработки
согласно интегральному показателю оптимальности $T_{\text{опт}}$

Вариант разработки	КИН	NPV	$T_{\text{опт}}$
	д.ед.	млн.руб.	д.ед.
Объект 1			
Базовый	0,111	431	3,000
1	0,340	25	2,682
2	0,340	152	2,682
Объект 2			
Базовый	0,374	772	3,000
1	0,396	163	2,153
2	0,396	544	2,310
Объект 3			
Базовый	0,270	107	3,000
1	0,284	–59	–
2	0,500	9	2,180
3	0,500	65	2,180

Тщательная проработка обозначенных выше проблем позволит усовершенствовать методику оценки рекомендуемого варианта разработки месторождений углеводородного сырья и сделать ее универсальным инструментом проведения технико-экономической оценки эффективности разработки месторождений нефти, газа и конденсата на территории РФ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья / Министерство природных ресурсов Российской Федерации. – М., 2016.
2. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов [Электронный ресурс] (утверждена Приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477, зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 № 30943. – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
3. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / Министерство природных ресурсов Российской Федерации. – М., 2007.
4. О недрах [Электронный ресурс] : Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 13.07.2015) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016). – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

© Л. А. Благова, А. И. Десяцкова, К. В. Дорохова, Е. С. Чернышова, 2017

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМОВ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АППАРАТА ТЕОРИИ НЕЧЕТКИХ МНОЖЕСТВ

Никита Юрьевич Бабусенко

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Выбор наиболее эффективного режима налогообложения и метода оценки проекта с высокой долей риска и неопределенности является важной задачей для менеджмента. В условиях ограниченной информации актуальным становится применение теории нечетких множеств. Были смоделированы характеристики проекта по освоению месторождения имени Филановского и проанализированы результаты расчета показателей EVA и MVA с использованием теории нечетких множеств для различных вариантов налогообложения.

Ключевые слова: инвестиционный проект, метод оценки, нефтяной участок, разработка месторождения, налогообложение.

ANALYSIS OF APPLICATION OF DIFFERENT TAX REGIMES IN DEVELOPMENT OF OFFSHORE FIELDS, USING THE THEORY OF FUZZY SETS

Nikita Yu. Babusenko

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., graduate student, tel. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

Choice of an appropriate tax regime and method of evaluation of an effectiveness of oil field development projects with a high degree of risk and uncertainty is one of the crucial tasks of management. On the basis of statistical data were modeled characteristics of the Filanovsky oil field and the results of EVA and MVA calculation based on theory of fuzzy sets were analyzed using different variants of taxation.

Key words: investment project, valuation method, oil field, field development, taxation.

Ключевой задачей для руководителя проекта является выбор подходящих инструментов оценки инвестиционного проекта. Особенности минерально-сырьевого сектора вносят ограничения на выбор инструментов для измерения эффективности инвестиционных проектов. В этих условиях необходимо найти способ, позволяющий наиболее точно и справедливо оценить эффективность проекта в условиях нехватки или отсутствия информации и высокой степени риска.

Целью исследования является сравнительная экономическая оценка эффективности применения различных налоговых режимов с использованием аппарата теории нечетких множеств при освоении высококапиталоемких шельфовых месторождений углеводородов в Каспийском море.

Объектом исследования является шельфовое нефтегазовое месторождение имени Филановского в северной части Каспийского моря.

На примере освоения месторождения имени В. Филановского был проведен сравнительный анализ наиболее приемлемых форм недропользования при разработке шельфовых месторождений. При проведении расчетов были учтены возможности применения вариантов, основывающихся на действующей налоговой системе [1], на налоге на финансовый результат [4] и на соглашениях о разделе продукции [3]. Также был проведен расчет новых возможных вариантов освоения данного месторождения. По результатам расчетов выбрана наиболее эффективная форма недропользования для инвестора и государства.

В ходе данной работы была представлена сравнительная характеристика и систематизация действующих налоговых режимов в развитых странах и России.

Рассчитана эффективность разработки месторождений на шельфе Каспийского моря при различных режимах налогообложения с использованием математического аппарата теории нечетких множеств. Представлена коммерческая, бюджетная и интегральная эффективность реализации проекта для недропользователей и федерального бюджета.

Предложен новый подход к сбалансированной оценке применения различных режимов налогообложения, который будет включать в себя систему различных показателей: налоговое бремя (отношения налогов к выручке), отношения бюджетной и коммерческой эффективности (отношения дисконтированного объема уплачиваемых налогов к NPV), показатель интегральной эффективности, основанный на нечетких треугольных числах, показатель MVA. Для проведения расчетной части работы были внесены изменения в геолого-экономическую модель, используемую для финансовой оценки разработки углеводородных месторождений. В зависимости от формы недропользования в модели будут меняться схема налогообложения и способ исчисления прибыли и определения налогооблагаемой базы. Разработанные направления совершенствования налоговой политики позволят структурировать и прогнозировать перспективную деятельность нефтегазовых предприятий.

Применение теории нечетких множеств дает возможность оценить риски проекта в условиях неопределенности и отсутствия или нехватки информации. Данная теория является одной из наиболее эффективных математических теорий, направленных на обработку неопределенной информации, и во многом интегрирующей известные подходы и методы.

Нечеткое множество A задается посредством функции принадлежности μ_A : $X \rightarrow [0,1]$. Значение $\mu_A(x)$ есть число лежащее между 0 и 1, показывающее степень принадлежности элемента x к нечеткому множеству A . Равенство $\mu_A(x) = 1$ означает, что x точно принадлежит множеству A ; равенство $\mu_A = 0$ говорит о том, что x точно не принадлежит множеству A . Так для обычного множества $Y \in X$ функция принадлежности имеет вид $\mu_Y(x) = \begin{cases} 0, & x \notin Y \\ 1, & x \in Y \end{cases}$, принимает в качестве значений только 0 и 1. Нечеткие множества отличаются от обычных множеств тем, что допускают промежуточные степени принадлежности, например, $\mu_A(x) = 0,5$ [5].

В качестве примера нечеткого множества рассмотрим множество «рентабельность освоения нефтяного месторождения», в функции принадлежности которого аргументом является денежный поток. Эксперт нефтегазовой компании делает оценку рентабельности проекта со среднегодовым денежным потоком 95 млн руб. Он утверждает, что проект рентабельный со степенью достоверности 90 %. Значит, аргументу 95 будет соответствовать значение функции 0,9. Следовательно, оценка эксперта приобрела формальный математический вид.

В качестве альтернативы таким традиционным показателям, как NPV и IRR, рассмотрен показатель экономической добавленной стоимости EVA. Показатель EVA оценивает не только конечный результат деятельности компании, но и процесс его достижения, поэтому западные компании предпочитают его использование вместо расчета чистой прибыли. Также отличительным признаком от традиционной рентабельности является учет в EVA объема капитала и цены его использования, необходимые для получения прибыли. Одной из важных характеристик EVA является то, что приведенная стоимость инвестиции равна годовой экономической добавленной стоимости инвестиции. NPV отражает полную стоимость инвестиции на начало отчетного периода. EVA же учитывает не первоначальную стоимость, а годовые амортизационные отчисления плюс затраты, равные производству средневзвешенной стоимости капитала на первоначальную стоимость активов.

В работе произведен расчет показателей EVA и MVA методом нечетких множеств с использованием различных вариантов налогообложения для оценки эффективности освоения нефтяного месторождения.

Полученные статистические данные [2] о фактических удельных производственно-финансовых показателях и ренте послужили основой для моделирования вероятностных распределений и функций принадлежности.

Сбалансированный подход с использованием теории нечетких множеств к освоению месторождения является наиболее реалистичным в современных условиях, так как он учитывает количественные и качественные показатели, которые иногда достаточно сложно оценить в числовом выражении, а также решает проблему недостаточной статистической информации.

В целом можно отметить, что для привлечения инвесторов к разработке низкомаржинальных и малорентабельных проектов на морских шельфах, правительство должно предоставлять различные льготы и послабления в системе налогообложения, иначе подобные месторождения так и будут оставаться нетронутыми.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
2. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.

3. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34–45.
4. Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51–61.
5. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40–51.
6. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю. Современное состояние нефтяной промышленности России // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8–13.
7. 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.
8. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Светлое будущее в углеводородных тонах // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37.
9. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В., Немов В. Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 12. – С. 2097–2114.
10. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34–43.

© Н. Ю. Бабусенко, 2017

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПЕРСОНАЛА В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

Эльвира Миннидамировна Балабанова

ООО «Газпром добыча Надым», 629730, Россия, г. Надым, ул. Зверева, 1, начальник отдела организации труда и заработной платы Управления по содержанию коммуникаций и сооружений, тел. (349)956-73-53, e-mail: balabanova@nadym-dobycha.gazprom.ru

Мотивированный персонал является залогом успешной работы и поступательного движения компании для реализации ее стратегии и упрочения положения на рынке. Поэтому мотивация персонала является универсальной темой, актуальность которой не уменьшается, несмотря на постоянное внимание теоретиков и практиков менеджмента.

Ключевые слова: эффективность управления, социальная инфраструктура, газовая компания, Газпром, администрирование, промышленная медицина.

WAYS OF IMPROVING ECONOMIC EFFICIENCY OF PRODUCTION STAFF OIL AND GAS SECTOR

Elvira M. Balabanova

LLC «Gazprom mining Nadym», 629730, Russia, Nadym, 1 Zvereva St., head of the department of labor and wages of the Office of Communications of the content and structures of bodies, tel. (349)956-73-53, e-mail balabanova@nadym-dobycha.gazprom.ru

Motivated staff is the key to success and sustained the company's motion to implement its strategy and strengthen market position. Therefore, staff motivation is a universal theme, the relevance of which is not reduced in spite of the constant attention of theoreticians and practitioners of management.

Key words: governance, social infrastructure, gas company, Gazprom, administration, industrial medicine.

На сегодняшний день на практике существует проблема применения целостного механизма стимулирования, включающего в себя нематериальное и материальное стимулирование.

Управление персоналом заключается в стимулировании персонала, ориентированное на приведение в соответствие возможностей персонала и целей, стратегий, условий развития организации. При этом различают материальное и нематериальное стимулирование персонала. В понятие материального стимулирования включаются все виды денежных выплат, которые применяются в организации, и все формы материального не денежного стимулирования. Нематериальные стимулы ориентированы на мотивацию человека как личности, а не только как механизма, призванного выполнять производственные функции.

В статье разработаны методические рекомендации по повышению эффективности стимулирования производственного персонала в районах Крайнего Севера.

Несмотря на положительный опыт существующей системы стимулирования в ООО «Газпром добыча Надым», необходимо проводить периодические исследования мотивационной структуры сотрудников, которые позволят корректировать систему стимулирования на предприятии, сделать ее более жизнеспособной и адекватной мотивационным ожиданиям персонала. Эффективное стимулирование персонала является одним из наиболее существенных факторов повышения производительности труда и конкурентоспособности предприятий газовой промышленности.

Система стимулирования трудовой деятельности в нефтегазовых компаниях должна строиться с учетом специфики их функционирования, которая включает холдинговую структуру управления, высокую зависимость премирования персонала от выполнения показателей отпуска продукции, установленных головной компанией, тяжелые условия труда (вахта, работа в условиях Крайнего Севера и т. п.), достаточно жесткую регламентацию деятельности законодательством и отраслевыми стандартами [2].

На организм работников предприятий, функционирующих в районах Крайнего Севера, неблагоприятно влияет целый ряд факторов: низкие температуры, короткая продолжительность летнего периода, высокая влажность, наличие периодов полярной ночи и полярного дня, резкие перепады атмосферного давления и др. Это требует разработки эффективной системы стимулирования персонала и реализация мер социальной защиты.

Политика управления человеческими ресурсами ООО «Газпром добыча Надым» строится на основе соответствующей политики ПАО «Газпром» и включает следующие направления: совершенствование организации труда и управления, мотивация персонала, подбор, оценка и использование персонала, обучение и развитие, социальная политика, корпоративные коммуникации.

Выполненный анализ расходов на оплату труда, социальные льготы и выплаты ООО «Газпром добыча Надым», показал, что наибольшую долю в фонде заработной платы занимает оплата за отработанное время (80 %), которая с 2012 по 2014 годы имеет тенденцию к росту. Доля поощрительных выплат в составе ФОТ имеет достаточно высокое значение – около 10 %. Кроме того, были рассмотрены в отдельности статьи затрат, которые относятся к выплатам социального характера, премиям и прочим поощрительным выплатам и устанавливаются работодателем по согласованию с представительным органом работников, т.е. связанные со стимулированием эффективного труда персонала. Их доля в фонде заработной платы достигает 19%, что характеризует управленческую деятельность в сфере материального стимулирования персонала с положительной стороны. Наибольшую долю в структуре выплат стимулирующего характера составляют премии и вознаграждения, имеющие систематический характер, независимо от источников их выплаты.

Исследования динамики показателей «производительность труда», «текучесть кадров», «фонд заработной платы» и «выплаты стимулирующего характера» выявили положительную тенденцию, носящую линейный характер.

Методы стимулирования в ООО «Газпром Добыча Надым» являются в основном экономическими, поскольку они основаны на применении в качестве стимулов материального вознаграждения. Менее развитыми являются методы нематериального стимулирования, в том числе административные и социально-психологические. Кроме того, большая часть применяемых форм стимулирования в ООО «Газпром добыча Надым» является частью «социального пакета» и относится к социальной политике Общества. При этом проработанность системы социальных льгот, гарантий и компенсаций работникам Общества представляется высокой.

Был проведен комплексный анализ деятельности службы управления человеческими ресурсами на основе матрицы системных характеристик, позволяющей наглядно представить все основные структурные элементы подразделения, установить причинно-следственные связи между ними, выявить сильные и слабые стороны в деятельности организации. Под службой УЧР понимается совокупность отделов предприятия ООО «Газпром добыча Надым», реализующих функции по управлению персоналом, – отдел кадров и трудовых отношений, отдел социального развития и отдел организации труда и заработной платы. В рамках анализа выявлены основные качественные и количественные показатели деятельности службы УЧР, значения которых в отчетном, предшествующем и будущем периодах характеризуют эффективность ее деятельности.

С целью повышения эффективности деятельности службы предложено осуществлять управляющие воздействия на ряд показателей, определяемых с помощью метода построения линейного динамического норматива, основанного на расчете их темпов роста. В результате исследования был сформирован корректирующий динамический норматив, предписывающий, какого рода воздействие следует осуществлять на тот или иной показатель деятельности службы УЧР, а также относительную меру этого воздействия.

Для оценки эффективности применяемой системы стимулирования предложено использовать комплекс показателей, включающих оценку затрат на стимулирование работников, лояльность сотрудников, уровень удовлетворенности сотрудников, оценку эффективности нематериального стимулирования.

В результате анализа системы стимулирования, применяемой в ООО «Газпром добыча Надым», было выявлено, что на данный момент на предприятии отсутствует система, позволяющая изучить потребности персонала и измерить чувство удовлетворенности его работой в Обществе. В связи с этим одна из рекомендаций по совершенствованию системы стимулирования на предприятии состоит в выявлении потребностей работников с помощью метода анкетирования. Был определен ряд факторов, связанных с трудовой деятельностью работников и принадлежащих разным группам потребностей, которые легли в основу построения анкеты. Информация о мотивации сотрудников организации к трудовой деятельности позволит разработать более гибкую систему стимулирования, адаптированную под нужды каждой конкретной категории персонала, что в значительной степени способствует повышению эффективности системы

стимулирования на предприятии, а также может стать резервом для экономии денежных средств общества.

В качестве способа нематериального (морального) стимулирования персонала предложено формировать рейтинг наиболее успешных сотрудников (по ряду критериев) в рамках предприятия или подразделения.

Представлены основные формы морального стимулирования персонала, рекомендуемые к использованию в ООО «Газпром добыча Надым».

В рамках данного исследования выполнен анализ теоретических аспектов стимулирования труда на производственном предприятии, выявлены особенности стимулирования труда на газодобывающем предприятии в районах Крайнего Севера, проведен анализ затрат на оплату труда, социальные выплаты и льготы в ООО «Газпром добыча Надым», исследованы применяемые на предприятии методы стимулирования труда, выполнен анализ деятельности службы управления человеческими ресурсами ООО «Газпром добыча Надым» с помощью матрицы системных характеристик, разработаны методические рекомендации по повышению эффективности стимулирования персонала в ООО «Газпром добыча Надым» [1].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эдер Л. В. Европейский рынок нефти. стратегия России / науч. ред. А. Э. Конторович. – Новосибирск, 2007.
2. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18–28.
3. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа Востока России // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 31.
4. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77.
5. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 2. – (Сер. Россия в АТР).
6. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
7. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
8. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.
9. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / Буданов В. И., Вальтух К. К., Дементьев Н. П. и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).
10. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса Востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.

© Э. М. Балабанова, 2017

ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОВЫХ ДОХОДОВ В ФЕДЕРАЛЬНОМ БЮДЖЕТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Антон Валерьевич Гореев

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

В последние годы существенные отрицательные для нашей страны конъюнктурные изменения на мировом рынке нефти должны были вызвать незамедлительное падение нефтегазовых доходов, однако воздействие других факторов (курса валюты, базовой ставки НДС, объема добычи и экспорта нефти) кардинально изменили ситуацию, что в итоге привело к росту основной части доходов бюджета. В связи с этим появился живой интерес к анализу и пониманию различного воздействия факторов на изменения доходов.

Ключевые слова: нефтяные компании, добыча нефти, нефтегазовый сектор, российский нефтяной рынок, федеральный бюджет.

FACTOR ANALYSIS OF OIL AND GAS REVENUES IN THE FEDERAL BUDGET OF THE RUSSIAN FEDERATION

Anton V. Goreev

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., graduate student, tel. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

In recent years, significant negative for our country conjuncture changes in the world oil market were to cause an immediate drop in oil and gas revenues, but the impact of other factors (exchange rate, the base rate of the severance tax, the volume of oil production and exports) radically changed the situation, which ultimately led to an increase the main part of the budget revenue. In this regard, there was keen interest in the analysis and understanding of the impact of various factors on the change in income.

Key words: oil companies, oil production, oil and gas sector, the Russian oil market, the federal budget.

В настоящей работе представлен факторный анализ динамики углеводородной составляющей доходной части федерального бюджета Российской Федерации с 2014 по 2016 г. относительно предыдущего периода. Этот анализ позволяет выявить самые значимые факторы, оказавшие влияние на нефтегазовые доходы бюджета. Самым важнейшим для изучения и анализа оказался 2014 г. по причине того, что именно в этот год произошли самые существенные колебания цен на нефть и курса валют, которые, по мнению большинства экономистов, оказывают самое сильное влияние на доходы бюджета.

Для факторного анализа были рассмотрены и рассчитаны следующие показатели:

- доходы в федеральный бюджет;
- нефтегазовые доходы в федеральный бюджет;

- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
- вывозные таможенные пошлины;
- доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете;
- доля налога на добычу полезных ископаемых;
- доля вывозной таможенной пошлины.

Таблица 1

Нефтегазовые доходы в структуре федерального бюджета РФ
в 2008–2015 гг., млрд руб.

Показатель	2008	2009	2010	2012	2013	2014	2015
Доходы федерального бюджета	9258	7336	8305	12 854	13 019	14 496	13 659
Нефтегазовые доходы	4390	2984	3831	6453	5029	5674	5892
НДПИ	1592	969	1361	2400	2515	2837	3160
Вывозные таможенные пошлины	2798	2015	2469	4053	4020	4637	2732
Доля нефтегазовых доходов в федеральный бюджет	47,4 %	40,7 %	46,1 %	50,2 %	38,63 %	39,14 %	43,14 %
Доля НДПИ	17,2 %	13,2 %	16,4 %	18,7 %	19,32 %	19,57 %	23,12 %
Доля вывозной таможенной пошлины	30,2 %	27,5 %	29,7 %	31,5 %	30,88 %	31,99 %	20,00 %

Источник: Казначейство Российской Федерации

Ключевым аспектом в рассмотрении стал 2014 и 2015 гг. Причиной этому послужил рост нефтегазовых доходов в федеральном бюджете Российской Федерации во время серьезных кризисных явлений на мировом рынке нефти. Были рассмотрены темпы прироста основных факторов, влияющих на нефтегазовые доходы и сделаны следующие выводы:

- 1) падение среднегодовой цены на нефть на 44,42 % в 2014 г. и на 18,34 % – в 2015 г. должно было существенно сократить налоговые поступления в бюджет;
- 2) девальвация национальной валюты относительно доллара в 2014 и 2015 г. на 58,44 % и на 10 % соответственно;
- 3) рост ставки НДПИ составил 9 % в 2014 г. и 12 % – в 2015 г.;
- 4) вывозной таможенной пошлины.

Воздействие всех этих факторов привело к росту углеводородных доходов в бюджет страны на 12,83 % и на 3,8 % соответственно (табл. 2).

Темп прироста основных факторов влияния на нефтегазовые доходы
в 2014 г. относительно предыдущего года, %

Год	Нефтега- зовые до- ходы	Среднегодо- вая цена на нефть	Среднегодо- вой курс доллара	НДПИ	Объем экспор- та нефти	Ставка вы- возной та- моженной полшины
2014	12,83	–44,42	58,44	8,70	–7,20	18,72
2015	3,84	–18,34	10,0	11,88	–1,3	35,78

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю. Современное состояние нефтяной промышленности России // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8–13.
2. 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.
3. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Светлое будущее в углеводородных тонах // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37.
4. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В., Немов В. Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 12. – С. 2097–2114.
5. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В. // Энергетическая политика. – 2016. – № 2. – С. 34–43.
6. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Проворная И. В., Мамахатов Т. М. // Минеральные ресурсы: экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41–51.
7. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Проворная И. В., Мочалов Р. А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16–22.
8. 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.
9. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Мишенин М. В., Проворная И. В. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 15–23.
10. Эдер Л. В., Немов В. Ю., Филимонова И. В. Перспективы энергопотребления на транспорте: методические подходы и результаты прогнозирования // Мир экономики и управления. – 2016. – Т. 16, № 1. – С. 25–38.

© А. В. Гореев, 2017

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДИВИДЕНДНОЙ ПОЛИТИКИ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Валерия Руслановна Алиева

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, тел. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

В работе проводится сравнительный анализ дивидендной политики крупнейших российских нефтегазовых компаний, рассчитаны коэффициент дивидендных выплат и дивидендная доходность нефтяных компаний в 2012-2015 годах.

Ключевые слова: дивиденд, дивидендная политика, чистая прибыль, нефтегазовые компании.

COMPARATIVE ANALYSIS OF DIVIDEND POLICIES IN RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES

Valeria R. Alieva

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., graduate student, tel. (383)363-43-33, e-mail: poly@admin.nsu.ru

This article provides comparative analysis of dividend policies in large Russia oil and gas companies. The dividend payout ratio and the dividend yield ratio were calculated for these companies in 2012–2015.

Key words: dividend, dividend policy, net profit, oil and gas companies.

В настоящее время вопрос о способах распределения чистой прибыли является актуальным для российских нефтегазовых компаний. Чистая прибыль представляет собой разницу между полученной выручкой и издержками на осуществление деятельности, такими как амортизация, процентные выплаты, налоги и другие расходы. Прибыль после налогообложения может идти на выплату дивидендов акционерам или на реинвестирование в дальнейшее развитие бизнеса. Также компании могут использовать часть прибыли для выплаты дивидендов акционерам, а оставшуюся часть направить на финансирование производственного развития. Выбранная дивидендная политика чаще всего зависит от ее владельцев и текущих финансовых результатов компании [2].

Для российских компаний рассматривать дивидендную политику как часть успешного управления компанией – нераспространенное явление. Некоторые компании НГК до сих пор не имеют специального документа, в котором бы содержалась характеристика их дивидендной политики, и выплачивают акционерные доходы в зависимости от наличия свободных фондов. Западные компании, в отличие от российских, оказывают большее внимание формированию корпоративной дивидендной политики [1].

Дивидендная политика оказывает большое влияние на позицию компании на рынке капитализации. По итогам 2015 года наиболее капитализированными

компаниями на отечественном рынке ценных бумаг являются нефтегазовые компании, такие как Роснефть, Лукойл, Новатэк, Сургутнефтегаз. В 2015 году доля нефтегазового сектора на рынке капитализации составляла 42 % [3]. Однако дивидендная политика вышеперечисленных компаний скорее имеет больше отличий, нежели сходств.

Для исследования данной темы были рассмотрены следующие крупные российские компании НГК: Роснефть, Лукойл, Сургутнефтегаз, Татнефть, Газпромнефть, Башнефть, Газпром и Новатэк. В частности, были рассмотрены финансовые отчетности данных компаний в период 2012–2015 гг.

Для анализа дивидендной политики компаний были рассчитаны два коэффициента: коэффициент дивидендных выплат, который показывает процентную составляющую выплаченных за год дивидендов в чистой прибыли ($KДВ = \frac{\text{выплаченные дивиденды}}{\text{чистая прибыль}}$) и дивидендная доходность, которая показывает прибыльность инвестирования в компанию для потенциального инвестора ($ДД = \frac{\text{дивиденды на акцию}}{\text{цена акции}}$).

Рассчитанные результаты представлены в таблице.

Таблица

Динамика коэффициентов дивидендных выплат и дивидендной доходности российских нефтегазовых компаний, 2012–2015 гг.

	Коэффициент дивидендных выплат, %				Дивидендная доходность, %			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
Роснефть	24,9	35,1	25	35,1	3	5,1	4,2	3,1
Лукойл	22,4	28,6	33,1	51,9	4,9	5,5	7,6	6,9
Сургутнефтегаз	18	15,6	9,6	10	1,9	2,1	2,8	1,9
Татнефть	23,3	24,5	26,7	26,3	4,6	4	3,7	2,8
Газпром нефть	25	25	25,1	28	6,5	6,4	4,5	2,8
Башнефть	10,2	179,2	47	50	1,3	21,5	9,1	4,6
Газпром	11,6	15	107	24	4,2	5,2	5,4	5,6
Новатэк	30	21,8	84	55	2	2	2,4	1,8
Среднее	20,7	43,1	44,7	35	3,55	6,48	4,96	3,68

Анализ расчетов позволил сделать следующие выводы:

1. Все рассмотренные компании предпочитают смешанный тип дивидендной политики, распределяя чистую прибыль между дивидендами и реинвестированием.

2. Наибольший коэффициент дивидендных выплат в 2015 году можно наблюдать у Лукойла – 51,9 % и Башнефти – 50 %, наименьшее значение дан-

ного показателя – у компании Сургутнефтегаз – 10 %, что значительно меньше среднего значения по 2015 году (35 %).

3. В 2015 году у компании Лукойл было наибольшее значение дивидендной доходности – около 7 %, у Газпрома – 5,6 %, у Башнефти – 4,6 %. Значение данного показателя у остальных компаний варьировалось в промежутке между 1,8 и 3,1 %, что ниже среднего (3,68 %).

4. Таким образом, рассмотренные компании НГК России имеют различную дивидендную политику. Проанализировав динамику показателей, можно сделать вывод о том, что Роснефть, Лукойл и Татнефть придерживаются политики наращивания дивидендов; Сургутнефтегаз и Газпромнефть предпочитают политику стабильного уровня дивидендов; Башнефть, Газпром и Новатэк предпочитают платить дивиденды в зависимости от размера полученной прибыли в каждом году.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / Буданов В. И., Вальтух К. К., Дементьев Н. П. и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).
2. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
3. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.
4. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34–45.
5. Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51–61.
6. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40–51.
7. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю. Современное состояние нефтяной промышленности России // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8–13.
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. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / Филимонова И. В., Эдер Л. В., Проворная И. В., Мочалов Р. А. // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16–22.
10. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Светлое будущее в углеводородных тонах // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37.

© В. Р. Алиева, 2017

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ РАЗВИТИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ МЕДИЦИНЫ В ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НАДЫМ»

Анастасия Николаевна Ерина

ООО «Газпром добыча Надым», 629730, Россия, г. Надым, ул. Зверева, 1, экономист 1-й категории медико-санитарной части, тел. (349)956-73-53, e-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

В статье рассматриваются условия развития газовой промышленности России на современном этапе. Показано, что здравоохранение является ключевым направлением корпоративной социальной ответственности. Представлен опыт формирования и развития промышленной медицины газодобывающих районов в условиях Крайнего Севера России. Проведена сравнительная экономическая эффективность различных подходов к управлению медицинскими услугами. Показано, что промышленная медицина является наиболее экономически эффективным инструментом продления трудоспособности работников за счет целенаправленных профилактических мер.

Ключевые слова: газовая промышленность, промышленная медицина, газодобывающее предприятие, социальная инфраструктура, Крайний Север, «Газпром добыча Надым», социальная ответственность.

THE ECONOMIC EFFECT ON THE DEVELOPMENT OF MEDICINE INDUSTRY IN LLC «GAZPROM DOBYCHA NADYM»

Anastasia N. Erina

LLC «Gazprom mining Nadym», 629730, Russia, Nadym, 1 Zvereva St., Chief Accountant, tel. (349)956-73-53, e-mail: manager@nadym-dobycha.gazprom.ru

The article deals with the conditions of the gas industry of Russia at the present stage. It has been shown that health care is a key area of corporate social responsibility. The experience in the formation and development of industrial medicine gas producing regions in the conditions of Russian Far North. The comparative cost-effectiveness of different approaches to the management of health services. It is shown that industrial medicine is the most cost-effective tool for extending the workers' ability to work through targeted preventive measures.

Key words: gas industry, industrial medicine, gas producing company, the social infrastructure, the Far North, «Gazprom mining Nadym», social responsibility.

Особенностью развития газовой промышленности России на современном этапе является расширение географии освоения месторождений углеводородов за счет вовлечения в разработку и наращивания добычи газа в районах Крайнего Севера, прежде всего в пределах п-ова Ямал, а в перспективе – шельфа арктических морей. Разработка ресурсов углеводородов в сложноступных районах с суровыми природно-климатическими условиями оказывает существенное влияние на условия труда и качество жизни работников газодобычи, а также их семей, проживающих в пределах моногородов и поселков северных районов Западной Сибири. В этих условиях существенно актуализируются определение

приобретенных направлений социальной корпоративной ответственности на предприятиях газодобычи, связанные прежде всего с предоставлением медицинских услуг.

Цель исследования – определение экономически обоснованных форм организации системы здравоохранения в условиях Крайнего Севера как одного из наиболее актуальных и востребованных направлений корпоративной социальной ответственности.

В Ямало-Ненецком автономном округе численность рабочей силы на конец 2016 г. составила около 318 тыс. человек. К городам, связанным преимущественно с добычей газа, можно отнести Ноябрьск, Новый Уренгой, Губкинский, Муравленко, Надым. Хозяйственную основу перечисленных городов составляют в основном предприятия, входящие в состав ПАО «Газпром».

Промышленная медицина крупных газодобывающих предприятий Крайнего Севера представляет собой комплексную систему мероприятий, направленную на поддержание здоровья сотрудников с преемственностью успешной практики советского периода посредством развернутой работы медико-санитарных частей с применением рыночных механизмов добровольного и индивидуального страхования, которую можно объединить под одним названием «промышленная медицина крупного газодобывающего предприятия».

Исторически сложившаяся организационная форма промышленной медицины крупных газодобывающих предприятий Крайнего Севера требует разработки универсальной методики оценки социальной и экономической эффективности, влияние на финансово-экономические показатели, конкурентоспособность организации, отдачу инвестиций в человеческий капитал.

Расходы на промышленную медицину градообразующего газодобывающего предприятия ООО «Газпром добыча Надым» (далее – Общество), включающие медико-санитарное сопровождение, комплексные программы медицинской профилактики и реабилитации, динамический мониторинг здоровья, добровольное медицинское страхование и обязательные взносы в внебюджетные фонды по обязательному медицинскому и социальному страхованию, составляют менее 2 % от совокупных затрат Общества (без учета взносов в государственные внебюджетные фонды – менее 1 %).

В рамках оценки экономической эффективности был изучен рынок медицинских услуг на минимально необходимые виды медицинских работ, обусловленные требованиями законодательства и данным медицинской статистики на одного работника, работающего вахтовым методом организации труда.

Анализ показал, что аутсорсинг медицинских услуг не дает никаких экономических преимуществ. Медико-санитарная часть ООО «Газпром добыча Надым» почти на 30 % ниже предоставления медицинских услуг по аутсорсингу (см. рисунок).

При сравнении аутсорсинга была выведена средняя стоимость обязательных и минимально необходимых видов медицинской помощи на одного вахтовика путем исследования цен, действующих на территории Надымского района медицинских организаций в сравнении с содержанием врачебных, фельдшер-

ских здравпунктов и врачебных амбулаторий на месторождениях Общества по отношению к среднесписочной численности вахтовиков.

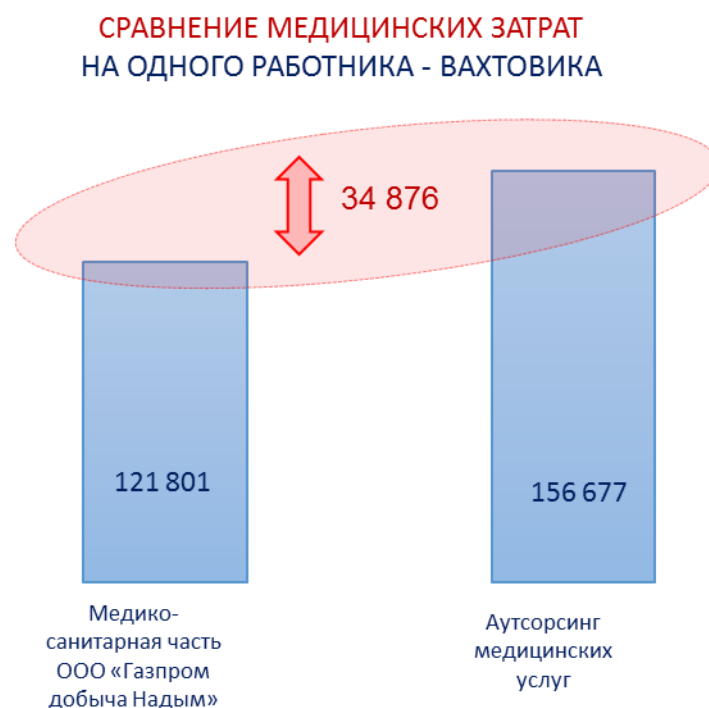


Рис. Сравнение медицинских затрат на одного работника-вахтовика при медико-санитарном обслуживании ООО «Газпром добыча Надым» и аутсорсинге медицинских услуг

Промышленная медицина является экономически более эффективным способом предоставления медицинских услуг по сравнению с другими видами организации этого процесса, прежде всего аутсорсинга. Включение промышленной медицины градообразующих предприятий нефтегазового комплекса Крайнего Севера в систему обязательного медицинского страхования представляется нецелесообразным, поскольку противоречит интересам и целям обеих сторон.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А., Филимонова И., Эдер Л. Движение на восток продолжается: освоение запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока должно быть увязано с развитием транспортной и перерабатывающей инфраструктуры // Нефть России. – 2010. – № 2. – С. 60–67.
2. Эдер Л. В. Европейский рынок нефти. стратегия России / науч. ред. А. Э. Конторович. – Новосибирск, 2007.
3. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18–28.
4. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа Востока России // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 20. – С. 31.

5. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л.В. Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 3. – С. 77.
6. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 2. – (Сер. Россия в АТР).
7. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : коллективная монография : в 2 кн. / Меламед И. И., Абрамов А. Л., Авдеев Ю. А. и др. – Владивосток, 2011. – Кн. 1. – (Сер. Россия в АТР).
8. Конторович А. Э., Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
9. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.
10. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / Буданов В. И., Вальтух К. К., Дементьев Н. П. и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).

© А. Н. Ерина, 2017

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ РОССИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ (ПО АНАЛОГИИ ЗОНИРОВАНИЯ ЦЕН ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ В ГЕРМАНИИ)

Александр Данилович Власов

ООО Сибирский научный центр «Экопрогноз», 630501, Россия, Новосибирская область, р.п. Краснообск, 15, оф. 3, кандидат экономических наук, научный руководитель, тел. (383)348-05-92, (913)756-77-56, e-mail: vlasovad@yandex.ru, www.cal.su

Представлена теория и практика установления территориальных коэффициентов местоположения земельных участков в России для определения их рыночной стоимости.

Ключевые слова: земельный участок, ценообразующий фактор, рыночная стоимость, кадастровая стоимость, социально-экономический потенциал, объект недвижимости.

THE USE OF REGIONAL COEFFICIENTS OF THE LAND SITE OF RUSSIA TO DETERMINE THEIR INDIVIDUAL MARKET VALUE (THE ANALOGY OF THE ZONING OF LAND PRICES IN GERMANY)

Alexander D. Vlasov

LLC Siberian Scientific Center «Ecoprognost», 630501, Russia, Novosibirsk region, village Krasnoobsk, 15, of. 3, Ph. D., scientific Director, tel. (383)348-05-92, e-mail: vlasovad@yandex.ru, www.cal.su

The theory and practice of territorial establishment of coefficients of location of land plots in Russia to determine their market value.

Key words: land, pricing factors, market value, cadastral value, the socio-economic potential of the property.

Теория и практика кадастровой оценки объектов недвижимости России подтвердили рациональность и практичность технологии оценки недвижимости сложившейся в Германии [1], в частности, методы оценки и создания зон нормативной стоимости земель. Применение указанной технологии в России тормозят два момента. Во-первых, дифференциация и размер территории условий распределения объектов недвижимости России от Калининграда, Ямала, Крыма до Камчатки на два порядка, как минимум, превосходят разнообразие любой западно-европейской страны. Во-вторых, крайне короткий срок развития рыночных отношений в России на базе полного их отсутствия на протяжении нескольких поколений социума, предопределяют ситуацию, когда, с одной стороны, опыта решения такой задачи в мировой практике не существует и нечего перенять, а, с другой стороны, в стремительно меняющемся мире, для устойчивого экономического развития страны крайне необходимы обоснованные экономические нормативы рационального использования объектов недвижимости [2].

Предлагаем применить в России технологию расчета территориальных коэффициентов земельных участков по аналогии установления зон нормативной стоимости земель Германии [1]. Для каждого земельного участка рассчитывается социально-экономический потенциал по физическим, инструментально измеряемым показателям. Далее, потенциал объекта недвижимости привязывается к текущему рынку недвижимости для каждого вида разрешенного использования, даты оценки, и утверждается органом, аналогичным Комитету экспертной оценки в Германии.

Принимая аксиому: «пространство непрерывно и замкнуто», получаем, в качестве следствия этого утверждения, несколько теорем и формулу потенциала некоторого геометрического пространства [3]:

$$V(n, L) = e^{0,1*(S+n)*Ln(L)-\lambda R}, \quad (1)$$

где $V(n, L)$ – потенциал некоторой точки некоторого пространства, в зависимости от уровня вложенности элементов – (n), количества (массы) пространства – (L), координат размещения точки в этом пространстве – (R);

$\lambda = \arcsin(1/\sqrt{3})/\pi = 0.196$ – соотношение центростремительной и центробежной тенденций размещения элементов пространства [4];

$S = 0,618034$ – золотая пропорция трансформации пространства [4].

Более 90% налогооблагаемой базы и проблем с оспариванием результатов кадастровой оценки завязаны на земельные участки населенных пунктов, социально-экономический потенциал которых определяется по табл. 1 и соотношению из формулы [1]:

$$V = e^{0,1*(S+n)*\ln(L/1000+1)-0,196*R}, \quad (2)$$

где V – социально-экономический потенциал в определенной точке определенного населенного пункта, радиан²; $S = 0,618034$ золотое сечение [4];

n – административный уровень населенного пункта или его локальной территории;

R – экономический радиус удаления точки от центра населенного пункта, км;

L – численность населения населенного пункта, человек.

Считаем, что для всех населенных пунктов, численностью населения более 20 тысяч должны быть построены модели [2, 5] и рассчитаны территориальные коэффициенты (K_i , радиан²) для каждого земельного участка по опыту Республики Бурятия [6, 7]. Расчет территориальных коэффициентов по земельным участкам (соотношения (2) и (3)) дают непрерывный «рельеф» экономических потенциалов земельных участков в единых сопоставимых показателях (радиан²) по аналогии зон нормативной стоимости земельных участков в Германии [1].

Таблица 1

Социально-экономический потенциал земельных участков населенного пункта
в зависимости от экономического радиуса удаления от его центра

Экономический радиус удаления от центра, км (R)	Численность населения, тысяч человек (L)									
	12000	1500	1000	500	100	10	3	1	0.5	0.05
	Административный уровень (n)									
	5	4	4	4	3	3	2	2	1	1
	Экономический потенциал, радиан ² (V)									
0.1	192.0	28.7	23.8	17.3	5.2	2.3	1.41	1.18	1.05	0.99
0.4	181.0	27.1	22.5	16.3	4.9	2.2	1.33	1.11	0.99	0.93
1	160.9	24.1	20.0	14.5	4.4	2.0	1.18	0.99	0.88	0.83
2	132.3	19.8	16.4	11.9	3.6	1.6	0.97	0.81	0.72	0.68
5	73.5	11.0	9.1	6.6	2.0	0.9	0.54	0.45	0.40	0.38
8	40.8	6.1	5.1	3.7	1.1	0.5	0.30	0.25	0.22	0.21
13	15.3	2.3	1.9	1.4	0.4	0.2	0.11	0.09	0.08	0.08

На фоне неоднозначных результатов кадастровой оценки объектов недвижимости и их оспаривания в субъектах России появилась практика экспертного установления ценовых зон объектов недвижимости по данным рынка, которая ограничена на территориях, где нет рыночных данных. Расчет территориальных коэффициентов [6, 7] эффективно решает эту проблему.

Территориальные коэффициенты (K_t , радиан²) могут быть использованы для анализа рынка недвижимости (ФСО 7) и расчета их рыночной стоимости по модели:

$$C_i^v = K_n \times K_{\text{и}} \times K_{\text{снп}} \times K_{\text{ври}} \times e^{(a_0 + a(k_1)_1 * \ln(x_{1i} + 1) + a(k_2)_2 * \ln(x_{2i} + 1) + a(k_3)_3 * \ln(x_{3i} + 1) + \dots + a(k_n)_n * \ln(x_{ni} + 1))}, \quad (3)$$

где C_i^v – рыночная стоимость i -земельного участка v -вида разрешенного использования;

K_n – коэффициент неучтенных факторов земельного участка для данной территории;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент, учитывающий для инвестиционных земельных участков повышенные риски инвестирования средств в сравнении с застроенными земельными участками с действующим бизнесом, приносящим текущий чистый доход;

$K_{\text{снп}}$ – коэффициент местоположения сельского населенного пункта;

$K_{\text{ври}}$ – коэффициент отношения одного вида разрешенного использования земельного участка к другому;

e – функция экспоненты; $\ln$ – функция натурального логарифма;

$1, 2, 3, \dots, n$ – номера факторов оценки рыночной стоимости i -земельного участка;

$k_1; k_2; k_3; \dots k_n$ – коэффициенты влияния факторов (1, 2, 3, ... n) на рыночную стоимость земельного участка (табл. 2 графа 3);

$a(k_j)_j$ – коэффициент регрессии расчетной статистической модели (3) j -фактора в зависимости от доли влияния фактора (k_j) в системе факторов;

a_0 – свободный член уравнения регрессии оценки рыночной стоимости земельных участков;

$a(k_1)_1; a(k_2)_2; a(k_1)_1 a(k_3)_3; a(k_n)_n$ – коэффициенты регрессии факторов (1, 2, 3, ... n) расчетной статистической модели, соответствующие коэффициентам влияния факторов по анкете экспертов ($k_1; k_2; k_3; \dots k_n$);

$x_1; x_2; x_3; \dots x_n$ – независимые переменные значений факторов (1, 2, 3, ... n);

$x_j = x_{\text{ном}j}/x_{\text{сред}j}$, где: $x_{\text{ном}j}$ – номинальное значение j -фактора; $x_{\text{сред}j}$ – среднее значение j -фактора.

В табл. 3 представлен пример информации рынка земельных участков индивидуальной жилой застройки Новосибирской области, используемой для верификации расчетной модели (табл. 2) и расчета территориальных коэффициентов населенных пунктов на заданную дату. В табл. 3 и 4 показаны 10 предложений рынка из 28, используемых в расчете.

Таблица 2

Модель (3) расчета рыночной стоимости земельных участков и территориальных коэффициентов сельских населенных пунктов [9]

№ пп	Наименование ценообразующего фактора	Коэффициент влияния j -фактора по анкете экспертов, % (k_j)
1	2	3
1	Территориальный коэффициент (K_t), радиан ²	20.2
2	Удаление районного центра от центра субъекта, км	12.7
3	Удаление ж/д станции от районного центра, км	3.5
4	Удаление пристани от районного центра, км	1.3
5	Удаление НП от районного центра, км	5.4
6	Удаление от транспортной магистрали НП, км	5.1
7	Круглогодичная доступность автотранспортом (да/нет, 1/0)	14.6
8	Наличие объектов образования (да/нет, 1/0)	7.1
9	Наличие объектов здравоохранения (да/нет, 1/0)	3.9
10	Наличие объектов культуры (да/нет, 1/0)	2.4
11	Наличие электроснабжения (да/нет, 1/0)	10
12	Наличие водоснабжения (да/нет, 1/0)	7.6
13	Наличие теплоснабжения (газоснабжения) (да/нет, 1/0)	4.8
14	Наличие канализации (да/нет, 1/0)	1.4

Таблица 3

**Рынок земельных участков индивидуальной жилой застройки
Новосибирской области [8]**

Объявления о продаже	Численность населения, чел.	Адм. уровень	Значения факторов, указанных в табл. 2, графа 2														Рыночная цена продажи, р/м ²
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
г. Тогучин	59318	3	2,881	109	109	109	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	340
рп. Мошково	39555	3	2,643	60	0	60	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	496
рп. Ордынское	36498	3	2,596	105	105	105	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	338
с. ВерхИрмень	3123	2	1,249	106	85	0	21	4	1	1	1	1	0	0	0	0	165
с. Ленинское	2453	2	1,207	0	26	0	37	17	1	1	1	1	1	1	0	0	195
с. Утянка	1207	2	1,107	312	71	312	29	71	1	1	1	1	0	0	0	0	111
п. Красный Яр	1952	1	1,051	0	17	0	35	15	1	1	1	1	0	0	0	0	142
с. Спирино	577	2	1,039	106	145	0	39	1	1	1	1	1	1	1	0	0	170
д. Абрашино	37	1	0,963	106	194	0	88	18	1	0	0	0	1	0	0	0	113
о.п. Льнозавод	27	1	0,962	110	1	110	18	111	1	0	0	0	1	0	0	0	112

В табл. 4 в графе 5, в строках 2-11 показаны отклонения рыночной цены земельных участков от их расчетной стоимости по модели (3), а в графе 5 строках 12-14 – показатели верификации и статистической достоверности расчетной модели к рынку земельных участков.

Коэффициент корреляции (графа 5, строка 12) составляет 0,977 – что означает тесноту связи показателей граф 3 и 4 на уровне функциональной зависимости, значительно превышающее критическое значение – 0,6.

Критерий Стьюдента равный 0,905 (графа 5, строка 13) показывает, что расчетный показатель (0,905) значительно меньше его критического уровня (2,042). Значения рыночной стоимости земельных участков, рассчитанные по модели (3) с вероятностью более 95% принадлежат генеральной совокупности рынка земельных участков Новосибирской области.

Критерий Фишера равный 0,713 (графа 5, строка 14) показывает, что расчетный показатель (0,713) значительно меньше его критического уровня ((28-1; 28-1; 0,05) = 2,470). Он показывает, что разница дисперсий значений рыночной стоимости земельных участков и их стоимости рассчитанной по модели (3) – не существенна.

**Верификация модели (3) расчета территориальных коэффициентов
населенных пунктов Новосибирской области по рынку земельных участков
индивидуальной жилой застройки [8]**

№ пп	Объявление о продаже (табл. 3)	Рыночная цена продажи, р/м ² (табл. 3, графа 18)	Расчетная стоимость по модели (3), табл. 2, р/м ²	Отклонение рыночной цены от расчетной стоимости по модели, % ((гр2-гр3)/гр3*100)
1	2	3	4	5
2	г. Тогучин	340	346	-2
3	рп. Мошково	496	442	12
4	рп. Ордынское	338	347	-3
5	с. ВерхИрмень	165	158	5
6	с. Ленинское	195	198	-1
7	с. Утянка	111	125	-12
8	п. Красный Яр	142	150	-6
9	с. Спирино	170	160	6
10	д. Абрашино	113	115	-1
11	о.п. Льнозавод	112	125	-11
12	Коэффициент корреляция (критическое > 0.6)			0,977
13	КритерийСтьюдента (критическое < 2,042)			0,905
14	Критерий Фишера (критическое < 2,470)			0,713

Заключение. Положительный опыт Германии установления и использования цен на земельные участки по зонам можно и нужно использовать в России, путем установления территориальных коэффициентов на каждый земельный участок в зависимости от его вида использования и местоположения. Расчет непрерывного рельефа социально-экономических потенциалов, по физическим инструментально измеряемым показателям в форме устойчивых во времени территориальных коэффициентов по каждому земельному участку, позволяет, по имеющимся рыночным данным, определить рыночную стоимость таких земельных участков, для которых нет рынка предложений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Быкова Е. Н. Опыт оценки земель в Германии [Электронный ресурс] // Записки Горного института, 2013. – Т. 204. – С. 167–170. – Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/opyt-otsenki-zemel-v-germanii>.
2. Власов А. Д. Теоретические основы и социально-экономические предпосылки определения экономических нормативов рационального использования земельных ресурсов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.cal.su/show_art.php?id=92.

3. Власов А. Д., Понько В. А. Измерение астрогоофизического пространства/Вопросы моделирования геокосмических связей [Электронный ресурс] // Труды научного центра «Экопрогноз». – Вып. 1. – Новосибирск : РАСХН, Сиб. отд-ние, 1996. – С. 29–38. – Режим доступа: http://www.cal.su/show_art.php?id=14.
4. Понько В. А. Оценка и прогнозирование агроклиматических ресурсов [Электронный ресурс] / СибНИИЗиХ, АНИИСХ, ИВЭП СО РАН, НИЦ «Экопрогноз-2» – Новосибирск, 2012. – 100 с. – Режим доступа: http://www.cal.su/show_art.php?id=38.
5. Власов А. Д. Методические рекомендации по определению рыночной стоимости земельных участков по кадастровым кварталам города Новосибирска [Электронный ресурс]. – 4-е изд., перераб. и доп. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2007. – 125 с. – Режим доступа: http://www.cal.su/show_art.php?id=5.
6. Территориальные коэффициенты по земельным участкам города Улан-Удэ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.cal.su/show_art.php?id=94.
7. Территориальные коэффициенты земельных участков населенных пунктов Бурятии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.cal.su/show_art.php?id=95.
8. Территориальные коэффициенты земельных участков населенных пунктов Новосибирской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.cal.su/show_art.php?id=97.
9. Власов А. Д. Отчет № 151029 «Отчет об определении кадастровой стоимости земель населенных пунктов в Республике Бурятия» от 29.10.2015 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://rosreestr.ru/wps/portal/p/cc_ib_portal_services/№151029.

© А. Д. Власов, 2017

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВЫБРАННОГО ПЛАНА РАЗРАБОТКИ

Михаил Александрович Быков

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел. (953)777-33-70, e-mail: 131093@mail.ru

Дается краткое обоснование необходимости воспроизводства сырьевой базы, необходимость работы с перспективными участками, показывается определяющая роль Восточной Сибири и Дальнего Востока, как самых перспективных регионов. Производится оценка экономической эффективности освоения Алтыбского участка, анализ чувствительности к изменению макроэкономических факторов и прогноз экономической эффективности в зависимости от различных вариантов цены на нефть и курса доллара.

Ключевые слова: добыча нефти, нефтегазовый комплекс, воспроизводство ресурсной базы, Иркутская область, экономическая эффективность.

DEPOSITS FAMILIARIZATION PRODUCTIVITY ANALYSIS IN TERMS OF THE SELECTED DEVELOPMENT PLAN

Mikhail A. Bykov

Novosibirsk National Research State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., student, tel. (953)777-33-70, e-mail: 131093@mail.ru

The brief justification of importance of hydrocarbon resources replacement and engaging not proven recourses. Also shown an importance of Western Siberia and Far East regions as the most perspective regions. Done the estimation of economic efficiency of Altybsk area development and, macroeconomic changes sensitivity analysis and forecast of economical effectiveness depending on various oil price and US Dollar exchange rate.

Key words: oil extraction, oil and gas complex, replacement of hydrocarbon resources, Irkutsk region, economic effectiveness.

Нефтегазовый комплекс играет одну из определяющих ролей в развитии экономики России в наши дни и также, согласно стратегическому анализу, будет иметь сильное влияние на экономическую стабильность и развитие в ближайшем будущем. Россия обладает мощной ресурсно-сырьевой базой, однако вопрос ее воспроизводства не менее актуален.

Восточная Сибирь и Дальний Восток являются регионами, обеспечивающими наибольший прирост добычи нефти и газа в стране. Таким образом, в долгосрочной перспективе стабилизация и рост добычи в России зависят от развития этих регионов. Для этой цели необходимо не только развивать действующие месторождения, но и вовлекать неосвоенные ресурсы.

Иркутская область является одной из областей, включающих в себя как эффективные месторождения (такие как Верхнеченское), так и менее разведанные участки, например Алтыбский, который является объектом настоящей работы.

В то же время геологических предпосылок недостаточно для разработки участка; оценка экономической привлекательности также является определяющим фактором. Она может зависеть от таких факторов, как цены на нефть, курс доллара, налоговые ставки и др. Эти факторы в свою очередь могут зависеть и влиять друг на друга. Например, с ростом цены на нефть растет налоговая ставка, и НДПИ может составлять до 63 % при цене на нефть 75 \$ за баррель.

Эти факты показывают важность оценки участков, учитывая различные факторы.

Цели и задачи:

- экономическая оценка эффективности освоения участка;
- анализ чувствительности к изменениям макроэкономических факторов;
- прогноз экономической привлекательности разработки в зависимости от различных цен на нефть и курса доллара.

Для проверки инвестиционной привлекательности рассматривались такие показатели, как NPV, IRR, PI и др.

Анализ чувствительности включает оценку влияния изменения капитальных и операционных затрат, цены на нефть, курса доллара, налогов на инвестиционную привлекательность разработки. Также получены значения этих факторов, при которых проект теряет инвестиционную привлекательность.

Прогноз экономической привлекательности включает в себя сравнение прироста цен на нефть и курса доллара и рассмотрение различных сценариев в зависимости от их значений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В. Нефтедобывающая промышленность России // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3–8.
2. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / Буданов В. И., Вальтух К. К., Дементьев Н. П. и др. ; отв. ред.: К. К. Вальтух, В. М. Соколов. – Новосибирск, 2007. – (Сер. Интеграционные проекты, Вып. 12).
3. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 1. – С. 30–38.
4. Коржубаев А. Г., Эдер Л. В., Проворная И. В. Нефтеперерабатывающая промышленность России: тенденции, угрозы, перспективы // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 16–19.
5. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Формирование новых центров нефтегазового комплекса на востоке России // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2013. – № 1. – С. 34–45.
6. Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51–61.
7. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю., Проворная И. В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40–51.
8. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Немов В. Ю. Современное состояние нефтяной промышленности России // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 8–13.

9. 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.
10. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Светлое будущее в углеводородных тонах // Нефть России. – 2007. – № 7. – С. 37.
11. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / Конторович А. Э., Эдер Л. В., Филимонова И. В., Мишенин М. В., Немов В. Ю. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 12. – С. 2097–2114.

© М. А. Быков, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

1. <i>А. Х. Тураханов, В. Н. Глинских, В. А. Каширцев, Е. А. Фурсенко, М. Й. Шумскайте.</i> Применение ЯМР-релаксометрии для экспресс-изучения физико-химических свойств жидких углеводородов	3
2. <i>Л. Б. Хазин, И. В. Хазина, О. Б. Кузьмина.</i> Микропалеонтологическая характеристика (остракоды, палиноморфы) многолетнемерзлых отложений, вскрытых скважиной, на о. Курунгах (дельта Лены, северо-восток Сибири)	7
3. <i>П. А. Ян, Л. Г. Вакуленко, С. В. Ершов, О. Д. Николенко, Н. И. Шестакова.</i> Оценка масштабов карбонатизации терригенных пород-коллекторов	12
4. <i>Е. В. Пономарева.</i> Палеогеография и распределение органического углерода в породах баженовского горизонта приуральской части Западно-Сибирского осадочного бассейна	16
5. <i>Е. А. Фурсенко, Е. Б. Пещевицкая, Б. Л. Никитенко, В. А. Каширцев.</i> Геохимия биомаркеров и биофациальные особенности верхнеюрско-нижнемеловых отложений побережья моря Лаптевых (Анабарский залив)	21
6. <i>В. С. Старосельцев.</i> Роль нижнепротерозойского структурного яруса в чехле Сибирской платформы	26
7. <i>А. М. Фомин, С. А. Моисеев.</i> Особенности палеогеографии ботубинского горизонта на территории Мирнинского выступа	31
8. <i>Фан Ти Ким Ван, Д. А. Новиков, Доан Ван Туен.</i> Гидрогеохимия месторождения термальных вод Банг (провинция Куанг Бинь, Центральный Вьетнам)	36
9. <i>В. Г. Эдер, А. Г. Замирайлова.</i> Закономерности распределения пирита в баженовской свите и в зонах ее перехода во вмещающие отложения в центральных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна	41
10. <i>А. М. Фомин, С. А. Моисеев.</i> Типизация разрезов вендско-кембрийских отложений западной части Северо-Алданской НГО	46
11. <i>Л. Г. Вакуленко, Т. П. Аксенова, П. А. Ян.</i> Минералы группы каолинита в нижнеюрских отложениях Западной Сибири	52
12. <i>А. Э. Конторович, Л. М. Буриштейн, В. И. Вальчак, И. А. Губин, А. О. Гордеева, Е. Н. Кузнецова, В. А. Конторович, С. А. Моисеев, М. Ю. Скузоватов, А. М. Фомин.</i> Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия)	57

13. Д. А. Новиков. Изучение газогенерирующих процессов методами моделирования водно-газовых равновесий (на примере Ямальской НГО)	65
14. Л. А. Задоев, Е. В. Мартынова, С. А. Моисеев. О выделении внутрикурсовского перерыва в осадконакоплении по данным сейсморазведки 3D.....	70
15. А. С. Алифиров, В. Г. Князев, С. В. Меледина, Б. Л. Никитенко. Опорный разрез среднего келловоя севера Сибири	75
16. В. А. Казаненков. Фазовое состояние углеводородов в залежах отложений бата Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции	80
17. И. А. Губин, Н. В. Поспеева. Прогноз развития терригенного комплекса венда на северо-западе Алданской антеклизы по сейсмическим данным	86
18. В. А. Маринов, А. Ю. Нехаев, А. Ю. Попов, С. А. Сергеев, Л. Б. Хазин. Реконструкция тектонической истории и источников сноса по данным U-Pb датирования цирконов магматических и осадочных мезозойских пород юго-западной части побережья моря Лаптевых	91
19. И. В. Вараксина, Н. Г. Изох, И. В. Тумаиов. Фациальная характеристика и конодонтовые комплексы девона Норильского района.....	96
20. С. Е. Агалаков, А. И. Кудаианов, В. А. Маринов. Фациальная модель верхнего мела Западной Сибири.....	101
21. К. В. Долженко, П. И. Сафронов, А. Н. Фомин, В. Н. Меленевский. Изучение органического вещества баженоской свиты и моделирование процессов генерации углеводородов по материалам скважины Тюменская СГ-6 (Западная Сибирь)	106
22. Ф. Ф. Дульцев, Д. А. Новиков. Геотермический режим недр Предъенисейского осадочного бассейна	111
23. Н. С. Ким. Природа аллохтонных битумоидов из юрско-меловых отложений восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба.....	116
24. О. А. Локтионова, Л. М. Калинина. Модель геологического строения и нефтегазоносность нижней юры и аалена Усть-Тымской мегаплатины (Томская область)	120
25. М. И. Баранова. Влияние сдвиговой тектоники на формирование ловушек нефти и газа на юго-западе Сибирской платформы.....	125
26. Е. В. Борисов, С. В. Рыжкова, С. В. Ершов, Л. М. Калинина, М. А. Фомин. Выделение баженоского горизонта в окраинных частях Западно-Сибирского осадочного бассейна по геофизическим данным	130

27. <i>А. В. Мигурский</i> . Крупные останцовые поднятия фундамента на Непско-Ботуобинской антеклизе (Сибирская платформа) и нефтегазоносность осадочного чехла над ними.....	136
28. <i>А. Ю. Попов, Б. Л. Никитенко</i> . Детальный литолого-фациальный анализ пограничных триас-юрских отложений мыса Аиркат (север Средней Сибири).....	140
29. <i>А. Ф. Сухорукова</i> . Особенности криолитозоны Северо-Алданской нефтегазовой области и сопредельных территорий	145
30. <i>Н. В. Сенников, В. А. Лучинина, О. Т. Обут, Д. А. Токарев, Р. А. Хабибулина</i> . Позднеордовикские «кораллово-микробиально-водорослевые луга» в северо-западной части Горного Алтая	150
31. <i>Е. А. Гладышев, Н. Ю. Наумов, А. Ю. Нехаев</i> . Ааленбайосский резервуар как новый объект для поисков УВ на полуострове Ямал.....	155
32. <i>К. В. Старосельцев, Т. И. Ларионова, И. Ю. Лоскутов, М. И. Муратов</i> . О неотектонической активизации и перспективах на углеводороды Логанчинского поднятия (плато Сыверма, Эвенкия)	160
33. <i>Ю. Ф. Филиппов, Л. М. Буриштейн</i> . История генерации нафтидов в Предъенисейском осадочном бассейне	166
34. <i>Я. В. Садыкова</i> . Периодизация гидрогеологической истории Анабаро-Хатангской, Лено-Анабарской и Лаптевской нефтегазоносных областей	171
35. <i>А. В. Черных</i> . Особенности формирования рассолов в девонских отложениях Анабаро-Хатангского бассейна	177
36. <i>А. В. Тимохин, Т. В. Гонта</i> . Биостратиграфическая характеристика верхнеордовикских отложений в скважине Гаиндинская-3	182
37. <i>А. И. Радевич, Л. А. Глинских, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятков</i> . Комплексный анализ (литология, биофаии, геохимия) пограничного интервала плинсбаха-тоара севера Средней Сибири (бассейн р. Келимяр)	188
38. <i>О. И. Ямщикова</i> . Региональная политика воспроизводства минерально-сырьевой базы.....	194
39. <i>И. В. Филимонова</i> . Воспроизводство минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса России	197
40. <i>О. С. Самсонова</i> . Мультипликативный эффект от освоения нефтяных месторождений Восточной Сибири	201
41. <i>Д. А. Самосюк</i> . Оценка эффективности управления знаниями в организациях нефтегазового комплекса	205
42. <i>Д. С. Юва</i> . Экономическая оценка инвестиционной привлекательности регионов.....	210
43. <i>Л. В. Эдер</i> . Ключевые тенденции развития нефтяного комплекса России	215

44. <i>А. В. Сиппалайнен.</i> Актуальные проблемы российского рынка нефтесервисных услуг	219
45. <i>Е. А. Рыбаченко.</i> Влияние различных факторов на капитализацию нефтегазовых компаний	222
46. <i>Н. С. Селиванова.</i> Особенности выбора источника финансирования нефтегазовых проектов с учетом фактора неопределенности.....	226
47. <i>В. Д. Кожевин.</i> Анализ состояния нефтегазового комплекса России на основе ключевых первичных показателей.....	230
48. <i>М. В. Мишенин.</i> Тенденции лицензионной политики нефтегазовых компаний.....	234
49. <i>И. В. Проворная.</i> Формирование трубопроводной инфраструктуры на востоке России.....	238
50. <i>З. С. Резванова.</i> Направления повышения эффективности функционирования газодобывающих компаний.....	242
51. <i>В. Ю. Немов.</i> Энергопотребление на автомобильном транспорте	246
52. <i>И. И. Маложон.</i> Экономическое обоснование разработки трудноизвлекаемых запасов баженовской свиты	252
53. <i>Т. М. Мамахатов.</i> Организационные особенности развития нефтегазового комплекса России.....	255
54. <i>А. С. Квасова.</i> Применение искусственного интеллекта для прогнозирования количества выбросов CO ₂ при потреблении разных видов энергии	259
55. <i>А. Ю. Кондратова.</i> Анализ операционных расходов российских нефтегазовых компаний в условиях кризиса.....	262
56. <i>Д. М. Маллах.</i> Экономическая оценка разработки нефтяного месторождения в Сьерра-Леоне на континентальном шельфе.....	266
57. <i>Б. А. Романов.</i> Особенности управления активами газодобывающей компании на примере ООО «Газпром добыча Надым»	270
58. <i>Р. А. Мочалов.</i> Оценка экономической эффективности добычи углеводородов на континентальном шельфе	274
59. <i>С. Л. Грачёв.</i> Способы повышения экономической эффективности эксплуатации объектов социальной инфраструктуры ООО «Газпром добыча Надым»	278
60. <i>М. Д. Ветчинова.</i> Метод Монте-Карло при анализе рисков в нефтегазовом комплексе	282
61. <i>Л. А. Благова, А. И. Десяцкова, К. В. Дорохова, Е. С. Чернышова.</i> Оценка экономической эффективности проведения геологоразведочных работ на углеводороды в сланценосных отложениях доманикового типа	285
62. <i>М. М. Иутина, К. В. Дорохова.</i> Кадастровая оценка объектов недропользования	290

63. Л. А. Благова, А. И. Десяцкова, К. В. Дорохова, Е. С. Чернышова. Экономические критерии выбора рекомендуемого варианта разработки месторождений углеводородного сырья.....	295
64. Н. Ю. Бабусенко. Анализ применения различных режимов налогообложения при разработке шельфовых месторождений с использованием аппарата теории нечетких множеств.....	300
65. Э. М. Балабанова. Способы повышения экономической эффективности производственного персонала в нефтегазовом секторе.....	304
66. А. В. Гореев. Факторный анализ нефтегазовых доходов в федеральном бюджете Российской Федерации	308
67. В. Р. Алиева. Сравнительный анализ дивидендной политики российских нефтегазовых компаний.....	311
68. А. Н. Ерина. Экономический эффект от развития промышленной медицины в ООО «Газпром добыча Надым».....	314
69. А. Д. Власов. Использование территориальных коэффициентов земельных участков России для определения их индивидуальной рыночной стоимости (по аналогии зонирования цен земельных участков в Германии)	318
70. М. А. Быков. Анализ экономической эффективности освоения месторождения в зависимости от выбранного плана разработки	325

CONTENTS

1. A. Kh. Turakhanov, V. N. Glinskikh, V. A. Kashirtsev, E. A. Fursenko, M. Y. Shumskayte. NMR Relaxometry Application for Express Characterization of Liquid Hydrocarbons Physicochemical Properties	3
2. L. B. Khazin, I. V. Khazina, O. B. Kuzmina. Micropaleontological Characteristic (Ostracods, Palynomorphs) of Permafrost Deposits in Borehole on Kurungnakh Island (Lena Delta, Northeast Siberia).....	7
3. P. A. Yan, L. G. Vakulenko, S. V. Ershov, O. D. Nikolenko, N. I. Shestakova. Assessment of the Carbonatization Extent of Terrigenous Reservoir Rocks.....	12
4. E. V. Ponomareva. Paleogeography and Organic Carbon Distribution in the Bazhenov Source Rocks Within the Eastern Slope of the Urals (Cis-Urals) of the West Siberian Sedimentary Basin.....	16
5. E. A. Fursenko, E. B. Peshchevitskaya, B. L. Nikitenko, V. A. Kashirtsev. Geochemistry Biomarkers and Biofacial Peculiarities of Upper Jurassic and Lower Cretaceous Deposits of the Laptev Sea Coast (Anabarian Bay)	21
6. V. S. Staroseltsev. The Role of Proterozoic Structural Stage in the Siberian Platform Cover.....	26
7. A. M. Fomin, S. A. Moiseev. Features of Paleogeography of the Botuoba Horizon Within the Mirnyi Salient	31
8. Phan Thi Kim Van, D. A. Novikov, Doan Van Tuyen. Thermal Water Hydrogeochemistry of the Bang Spring (Quang Binh Province, Central Vietnam).....	36
9. V. G. Eder, A. G. Zamirailova. Regularities of the Pyrite Distribution in the Bazhenov Formation and Transitional Zones to Enclosed Deposits in the Central Regions of the West-Siberian Sedimentary Basin	41
10. A. M. Fomin, S. A. Moiseev. Vendian-Cambrian Sedimentary Section Typification of Western Part of North-Aldan Petroleum-Bearing Region	46
11. L. G. Vakulenko, T. P. Aksenova, P. A. Yan. Minerals of the Kaolinite Group in the Lower Jurassic Deposits of Western Siberia	52
12. A. E. Kontorovich, L. M. Burshtein, V. I. Valchak, I. A. Gubin, A. O. Gordeeva, E. N. Kuznetsova, V. A. Kontorovich, S. A. Moiseev, M. Yu. Skuzovatov, A. M. Fomin. Petroleum-Geological Regionalization of the Siberian Platform.....	57
13. D. A. Novikov. Study of Gas Generation Using Water-Gas Equilibrium Modeling (the Yamal Petroleum Area)	65
14. L. A. Zadoenko, E. V. Martinova, S. A. Moiseev. Selection Within Kursovskogo Interruption Sedimentation by Seismic Data 3D	70
15. A. S. Alifirov, V. G. Knyazev, S. V. Meledina, B. L. Nikitenko. North Siberian Key Section of the Middle Callovian	75

16. V. A. Kazanenkov. Phase State of Hydrocarbon Accumulations in the Bathonian Deposits of the West Siberian Petroleum Province	80
17. I. A. Gubin, N. V. Pospeeva. Forecast of the Vendian Terrigenous Sequence Within the North-West Part of the Aldanian Antecline Based on Seismic Data	86
18. V. A. Marinov, A. Yu. Nekhaev, A. Yu. Popov, S. A. Sergeev, L. B. Khazin. Reconstruction of the Tectonic History and Sediment Sources on U-Pb Dating Zircons From Igneous and Sedimentary Mesozoic Rocks in the Southwestern Laptev Sea Coast	91
19. I. V. Varaksina, N. G. Izokh, I. V. Tumashov. Facies Characteristics and Conodont Complexes of Devonian of the Norilsk Areas	96
20. S. E. Agalakov, A. I. Kudamanov, V. A. Marinov. Facies Model of the Western Siberia Upper Cretaceous.....	101
21. K. V. Dolzhenko, P. I. Safronov, A. N. Fomin, V. N. Melenevsky. The Study of Organic Matter of the Bazhenov Formation and Modeling of Hydrocarbon Generation Based on the Tyumen SG-6 Well (Western Siberia).....	106
22. F. F. Dultsev, D. A. Novikov. Geothermal Regime of the Pre-Yenissey Sedimentary Basin	111
23. N. S. Kim. Nature of Allochthonous Bitumens From Jurassic-Cretaceous Deposits in the Eastern Part of the Yenisei-Khatanga Regional Through... ..	116
24. O. A. Loktionova, L. M. Kalinina. Model of Geological Structure and Oil-Gas-Potential of the Lower Jurassic and Aalen of the Ust-Tymskaya Megatrough (Tomsk Region)	120
25. M. I. Baranova. Influence of Shear Tectonics on the Formation of Oil and Gas Traps in the Southwest of the Siberian Platform	125
26. E. V. Borisov, S. V. Ryzhkova, S. V. Ershov, L. M. Kalinina, M. A. Fomin. Bazhenovo Horizon Boundary Resolution in the West Siberian Sedimentary Basin Edge Regions Based on Well-Log Data	130
27. A. V. Migursky. Large Outlier Basement Uplifts in the Nepa-Botuoba Antecline (Siberian Platform) and Oil-And-Gas Content in the Sedimentary Cover Above Them	136
28. A. Yu. Popov, B. L. Nikitenko. Detailed Litho-Facial Analysis of the Boundary Triassic-Jurassic Deposits at the Aircat Cape (North of Middle Siberia).....	140
29. A. F. Sukhorukova. Features of Permafrost Zone of the North Aldan Petroleum Area and Adjacent Lands.....	145
30. N. V. Sennikov, V. A. Luchinina, O. T. Obut, D. A. Tokarev, R. A. Khabibulina. Late Ordovician «Coral-Microbial-Algal Meadows» in the North-Western Part of Gorny Altai	150
31. E. A. Gladushaev, N. Yu. Naumov, A. Yu. Nekhaev. Aalen-Bajocian Reservoir as a New Object for Exploration of Hydrocarbons in the Yamal Peninsula.....	155

32. K. V. Staroseltsev, T. I. Larionova, I. Yu. Loskutov, M. I. Muratov. About the Neotectonic Activization and Prospects for Hydrocarbons of Loganchinsky Uplift (Plateau Syverma, Evenkia)	160
33. Yu. F. Filippov, L. M. Burshtein. History of Oil and Gas Generation of the Pre-Yenisey Sedimentary Basin	166
34. Ya. V. Sadykova. The Periodization of Hydrogeological History of Anabar-Khatanga, Lena-Anabar and Laptev Oil and Gas Areas.....	171
35. A. V. Chernykh. Formation Features of Brines in the Devonian Deposits of Anabaro-Hatanga Basin	177
36. A. V. Timokhin, T. V. Gonta. Biostratigraphy of Upper Ordovician Deposits in Gaidinskaya-3 Well	182
37. A. I. Radevich, L. A. Glinskikh, B. L. Nikitenko, V. P. Devyatov. Comprehensive Analysis (Lithology, Biofacies, Geochemistry) of the Pliensbachian-Toarcian Boundary Interval, North Middle Siberia (Kelimyar River).....	188
38. O. I. Yamshnikova. Regional Policy of Mineral Resources Base Reproduction... ..	194
39. I. V. Filimonova. Reproduction Mineral Base Russia	197
40. O. S. Samsonova. Multiplicative Effect from the Development of Oily Places of Eastern Siberia	201
41. D. A. Samosyuk. Knowledge Flow Management in Oil and Gas Companies	205
42. D. S. Yuva. The Economic Evaluation of Regional Investment Attractiveness	210
43. L. V. Eder. Key Trends in the Development of Russian Oil Complex	215
44. A. V. Sippolaynen. Actual Problems of the Russian Oil and Gas Service Market.....	219
45. E. A. Rybachenko. Influence of Various Factors on the Capitalization of Oil and Gas Companies	222
46. N. S. Selivanova. Choosing a Source of Funds for Oil and Gas Project in Condition of Risk and Uncertainty.....	226
47. V. D. Kozhevnikov. Analysis of State Oil-and-Gas Complex of Russia on the Basis of Key Primary Indicators	230
48. M. V. Mishenin. Trends Licensing Policy Oil and Gas Companies	234
49. I. V. Provornaya. Formation of Pipeline Infrastructure in the East of Russia	238
50. Z. S. Rezvanova. Way of Improving Economy Efficiency of Gas Companies Functioning.....	242
51. V. Yu. Nemov. Energy Consumption in Road Transport	246
52. I. I. Malozhon. Economic Foundation of the Development of Hard-to-Recover Oil Reserves of Bazhenov Formation	252
53. T. M. Mamakhatov. Institutional Features of Developing of Oil and Gas Complex of Russia	255
54. A. S. Kvasova. Application of Artificial Intelligence for the Predicting of CO ₂ Emissions From Energy Consumption	259

55. <i>A. Yu. Kondratova</i> . Analysis of the Operating Costs of Russian Oil and Gas Companies in Crisis Conditions.....	262
56. <i>J. M. Mallah</i> . Economic Evaluation of Oil Field Development on Sierra-Leone Continental Shelf.....	266
57. <i>B. A. Romanov</i> . Features of Gas Company Management on Example of LLD «Gazprom Dobycha Nadym».....	270
58. <i>R. A. Mochalov</i> . Estimation of Economic Efficiency Production of Hydrocarbons on the Continental Shelf.....	274
59. <i>S. L. Grachev</i> . Methods of Increasing the Economic Efficiency of Social Infrastructure of LLD «Gazprom Dobycha Nadym».....	278
60. <i>M. D. Vetchinova</i> . The Monte Carlo Method in the Analysis of Risks in the Oil and Gas Industry.....	282
61. <i>L. A. Blagova, A. I. Desyatskova, K. V. Dorokhova, E. S. Chernishova</i> . Evaluation of Economic Effectiveness of Geological Exploration Works for Shale Sediments of Domanik Type Hydrocarbons.....	285
62. <i>M. M. Iutina, K. V. Dorokhova</i> . Cadastral Evaluation of Subsurface Objects.....	290
63. <i>L. A. Blagova, A. I. Desyatskova, K. V. Dorokhova, E. S. Chernishova</i> . Economic Criteria for Selecting the Recommended Option for Hydrocarbon Field Development.....	295
64. <i>N. Yu. Babusenko</i> . Analysis of Application of Different Tax Regimes in Development of Offshore Fields, Using the Theory of Fuzzy Sets.....	300
65. <i>E. M. Balabanova</i> . Ways of Improving Economic Efficiency of Production Staff Oil and Gas Sector.....	304
66. <i>A. V. Goreev</i> . Factor Analysis of Oil and Gas Revenues in the Federal Budget of the Russian Federation.....	308
67. <i>V. R. Alieva</i> . Comparative Analysis of Dividend Policies in Russian Oil and Gas Companies.....	311
68. <i>A. N. Erina</i> . The Economic Effect on the Development of Medicine Industry in LLD «Gazprom Dobycha Nadym».....	314
69. <i>A. D. Vlasov</i> . The Use of Regional Coefficients of the Land Site of Russia to Determine Their Individual Market Value (the Analogy of the Zoning of Land Prices in Germany).....	318
70. <i>M. A. Bykov</i> . Deposits Familiarization Productivity Analysis in Terms of the Selected Development Plan.....	325

Научное издание

XIII Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2017

Международная научная конференция

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

Т. 1

Сборник материалов

Материалы публикуются в авторской редакции

Компьютерная верстка *Е. М. Федяевой*

Изд. лиц. ЛР № 020461 от 04.03.1997.

Подписано в печать 05.05.2017. Формат 60 × 84 1/16

Печать цифровая.

Усл. печ. л. 19,55. Тираж 100 экз. Заказ

Редакционно-издательский отдел СГУГиТ
630108, Новосибирск, 108, ул. Плеханова, 10.

Отпечатано в картопечатной лаборатории СГУГиТ
630108, Новосибирск, 108, ул. Плеханова, 8.