

М. О. Федорович^{1,2}, А. Ю. Космачева¹, П. И. Сафронов^{1,2}*

Нефтегазоносность и геологические ресурсы позднепалеозойских, триасовых и юрских отложений Вилюйской гемисинеклизы

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация

² Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Российская Федерация
* e-mail: zahryaminamo@ipgg.sbras.ru

Аннотация. В работе дана характеристика верхнепалеозойского, нижнетриасового и юрского нефтегазоносных комплексов (НГК) Вилюйской гемисинеклизы. После уточнения геологической модели резервуаров верхнепалеозой-мезозойских комплексов проведена количественная оценка ресурсов углеводородов.

Ключевые слова: Вилюйская гемисинеклиза, нефтегазоносный комплекс, количественная оценка, геологические ресурсы

М. О. Fedorovich^{1,2}, A. Yu. Kosmacheva¹, P. I. Safronov^{1,2}*

Oil and gas potential and geological resources of the Middle-Late Paleozoic, Triassic and Jurassic deposits of the Vilyui hemisineclise

¹ Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation

² Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
* e-mail: zahryaminamo@ipgg.sbras.ru

Abstract. A characteristic of the Upper Paleozoic, Lower Triassic and Jurassic oil and gas bearing complexes (OGC) of the Vilyui hemisineclise was done. After refinement of the geological model of reservoirs of the Upper Paleozoic-Mesozoic complexes, a quantitative assessment of hydrocarbon resources was carried out.

Keywords: Vilyui hemisineclise, oil and gas complex, quantitative assessment, geological resources

Введение

Перспективы нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы были обоснованы в 1950-х годах в результате комплексного проведения научных исследований, региональных геолого-съёмочных и геофизических работ. Результаты бурения опорных скважин на Вилюйской, Джарджанской, Бахынайской и Намской площадях впервые дали информацию о большой мощности мезозойских отложений на территории синеклизы и наметить в разрезе мезозоя и верхнего палеозоя основные перспективные комплексы [1].

Исследования 60-90 гг. показали, что в осадочном чехле Вилюйской гемисинеклизы обособляется единая по генезису, крупная нефтегазовая система, нефтегазопроизводящими в которой являются субугленосные и угленосные отложения перми. Наиболее изученными и перспективными на поиски скоплений

газобразных углеводородов в пределах Лено-Вилуйской НГП являются терригенные субаквальные отложения верхней перми, нижнего триаса и нижней юры (рис. 1).

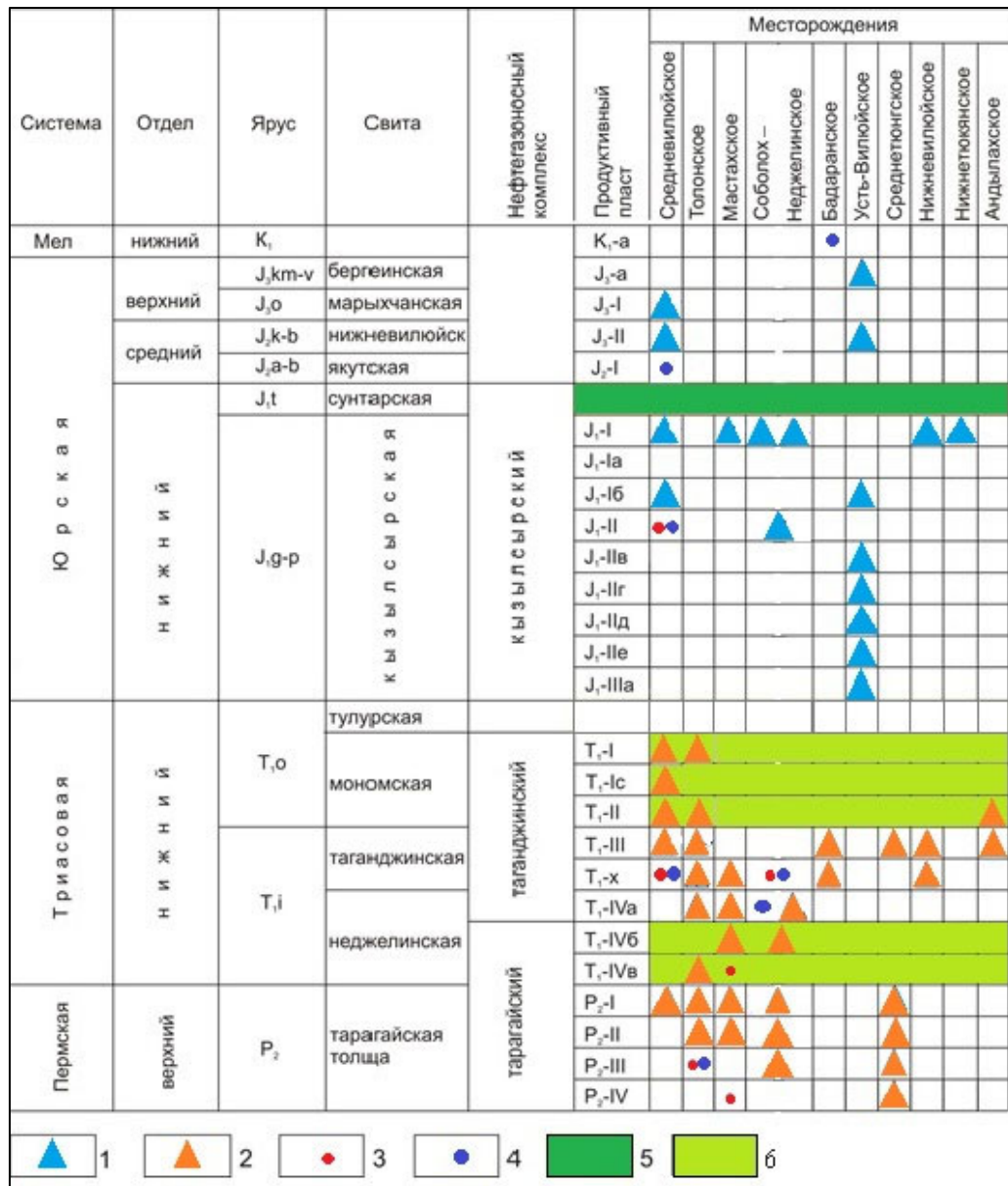


Рис. 1. Размещение нефтегазоносных этажей и перспективных горизонтов в разрезе Вилуйской и Предверхоаянской нефтегазоносных областей. 1 – газ, 2 – газ конденсатный, 3 – нефтепроявления, 4 – газопроявления; 5 – региональные флюидоупоры высокого качества, 6 – региональные флюидоупоры с линзами песчаников

Оценка нефтегазового потенциала неоднократно менялась: от 12 трлн. м³ углеводородных газов в 60-е гг. до 1-2 трлн. м³ в 90-е гг. [2].

Над оценкой перспектив нефтегазоносности территории Лено-Вилуйской провинции работали Г.Д. Бабаян, В.Е. Бакин, В.Г. Васильев, В.С. Вышемирский,

В.В. Гребенюк, Ф.Г. Гулари, В.В. Забалуев, В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, К.И. Микуленко, К.Б. Мокшанцев, А.И. Олли, А.Ф. Сафронов, В.В. Семенович, А.А. Трофимук, Г.С. Фрадкин, Н.В. Черский и др. [3, 4, 5, 6, 7, 8]. Научное руководство работами осуществляли А.А. Трофимук, Н.В. Черский, А.Э. Конторович, В.Е. Бакин.

Результаты

Залежи, расположенные на глубинах от 1 до 4 км, пластовые сводовые и пластовые сводовые с литологическим экранированием, реже выделены пластовые сводовые с дизъюнктивным экранированием. Песчаные пласты, индексиремые сверху вниз по разрезу, и отдельные пласты-линзы флюидоупоров содержат залежи конденсатного газа и газа [9]. В разрезе верхнепалеозойских и мезозойских отложений Вилуйской гемисинеклизы выделены следующие основные нефтегазоносные комплексы (рис. 2):

- *верхнепермский* (тарагайский коллектор и неджелинский флюидоупор);
- *нижнетриасовый* (тагаджинский коллектор и мономский флюидоупор);
- *нижнеюрский* (кызылсырский коллектор и сунтарский флюидоупор).

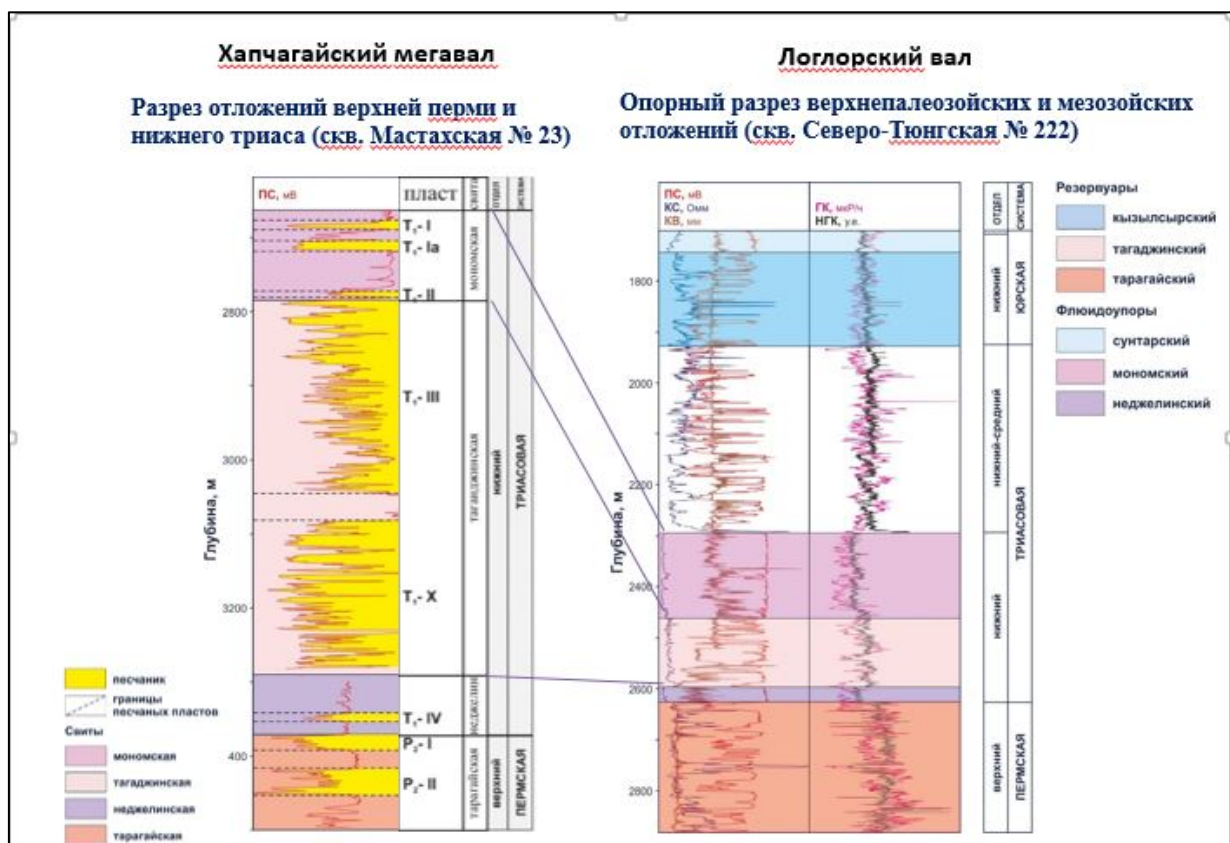


Рис. 2. Нефтегазоносные комплексы Вилуйской гемисинеклизы

Верхнепермский НГК (тарагайский резервуар) занимает практически всю территорию Лено-Вилуйской НПП, имеет высокие фильтрационно-емкостные

свойства. Для песчаников вскрытой части разреза характерна плотность 2.5–2.6 г/см³. Открытая их пористость изменяется от 3 до 18 %, газопроницаемость не превышает 3×10^{-3} мкм². Однако среди плотных песчаных пород встречаются слабо уплотненные пласты, открытая пористость которых достигает 23 %, газопроницаемость – 30×10^{-3} мкм². Такие пласты-коллекторы, как правило, содержат залежи. Наиболее изученными являются продуктивные пласты P₂–I, P₂–IA и P₂–II в пределах Хапчагайского мегавала. Пласты сложены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Их мощность достигает 35 м. Для пласта P₂–I, залегающего в кровле резервуара, характерны более крупнозернистые породы кварцевого и полевошпат-грауваккового состава. В пределах мегавала наблюдается полосчатое субширотное распределение крупнозернистых пород, совпадающее с зоной выявленного здесь палеорусл речной системы. В пределах Логлорского структурного мыса на Хоргочумской моноклинали также обособляется несколько песчаных пластов (P₂–А, P₂–Б, P₂–В, P₂–Г и P₂–Д), которые содержат залежи конденсатного газа. В породах верхнепермского НГК залежи выявлены на Средневилуойском, Толонском, Мастахском и Соболох-Неджелинском месторождениях в пределах Хапчагайского мегавала, а также на Среднетюнгомском и Андылахском месторождениях в пределах Логлорского структурного мыса.

Флюидоупором верхнепермского НГК являются преимущественно глинистые отложения неджелинской свиты мощностью от 15 до 130 м. В свите фиксируются песчаные пласты-линзы до 15 м, в которых выявлены залежи на Толонском, Мастахском (пласты T₁–IVБ и T₁–IVВ) и Соболох-Неджелинском (пласт T₁–IVБ) месторождениях в пределах Хапчагайского мегавала. Наиболее высокие экранирующие свойства флюидоупора характерны для западной и центральной частей этого мегавала, а также в пределах Хоргочумской моноклинали. В восточной части провинции на границе фациального замещения неджелинской свиты фиксируется максимальная ее песчанистость, и флюидоупор утрачивает экранирующие свойства свиты.

Нижнетриасовый НГК (таганджинский резервуар) занимает центральную часть НПП и на значительной площади характеризуется довольно высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Сложен он породами таганджинской свиты, которая представлена плотными песчаниками (мощность отдельных пластов до 80 м), которые чередуются с пластами глинистых и алевроито-глинистых пород. Открытая пористость песчаников изменяется от 2 до 24 %, газопроницаемость не превышает 1×10^{-3} мкм². Наилучшие породы-коллекторы распространены в пределах Логлорского структурного мыса на Хоргочумской моноклинали (пласты T₁–А, T₁–Б и T₁–В), а также в западной и центральной частях Хапчагайского мегавала (пласты T₁–III и T₁–Х). Песчаники продуктивного пласта T₁–III представлены породами от мелко- и грубозернистых до гравелитовых разностей. В породах нижнетриасового НГК залежи выявлены на Средневилуойском, Толонском, Мастахском и Бадаранском месторождениях в пределах Хапчагайского мегавала, а также на Среднетюнгомском и Андылахском месторождениях в пределах Логлорского структурного мыса на Хоргочумской моноклинали.

Флюидоупором нижнетриасового НГК являются преимущественно глинистые отложения мономской свиты (до 225 м). В ней фиксируется большое количество песчаных пластов-линз (20–30 м), в которых выявлены залежи на Средневилюйском и Толонском (пласты-линзы Т₁–I, Т₁–Ia и Т₁–II) месторождениях, Нижневилюйском (пласт-линза Т₁–I) месторождении в пределах Хапчагайского мегавала, а также на Андылахском месторождении (пласты-линзы Т₁–Ia и Т₁–II) в пределах Логлорского структурного мыса на Хоргочумской моноклинали. Глины флюидоупора уплотненные. Среди глинистых минералов преобладают монтмориллонит и смешаннослойные разности. Наиболее высокие экранирующие свойства флюидоупора характерны для северо-западного борта гемисинеклизы. В силу невыдержанности отдельных глинистых пластов на площади распространения флюидоупора отмечены "литологические окна", создающие условия для межпластовой миграции углеводородов. В южной и юго-восточной частях бассейна фиксируется максимальная песчаность мономской свиты, и флюидоупор утрачивает экранирующие свойства.

Нижнеюрский НГК (кызылсырский резервуар) занимает центральную часть провинции и почти на всей площади распространения обладает довольно высокими фильтрационно-емкостными свойствами; слагают его породы кызылсырской свиты, которая представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Наиболее полно охарактеризованы песчано-алевритовые породы продуктивных пластов J₁–I и J₁–II. Продуктивный пласт J₁–I залегает в кровле резервуара, его мощность изменяется от 13 до 50 м. Песчаники средне- и мелкозернистые, алевролиты мелко- и крупнозернистые. Преимущественно мелко- и среднезернистыми песчано-алевритовыми разностями пород сложен продуктивный пласт J₁–II. Открытая пористость песчаников изменяется от 5 до 30 %, газопроницаемость не превышает 1×10^{-3} мкм². Наилучшие породы-коллекторы распространены в пределах Хапчагайского мегавала. По направлению к Линденской впадине и Лунгхинско-Келинскому мегапрогибу качество пород-коллекторов заметно ухудшается. В породах нижнеюрского НГК залежи выявлены на Средневилюйском, Мастахском, Соболах-Неджелинском и Нижневилюйском месторождениях в пределах Хапчагайского мегавала, на Нижнетюкянском месторождении в пределах Хоргочумской моноклинали.

Флюидоупором нижнеюрского НГК являются глинистые отложения сунтарской свиты, мощность которой в пределах провинции составляет 40–50 м. Песчаность свиты в целом близка к нулю. Однако на отдельных площадях ее величина достигает 10–15 % за счет наличия в свите линз песчаников и алевролитов. Сунтарский флюидоупор обладает наиболее высокими экранирующими свойствами в пределах бассейна, что можно объяснить присутствием в составе последних гидрослюд, хлорита, каолинита, монтмориллонита и смешаннослойных минералов.

Количественная оценка ресурсов углеводородов (УВ) территории Вилюйской гемисинеклизы проводилась неоднократно по мере открытия новых месторождений, и всегда объектами оценки были отложения перми, триаса и нижней

юры. После уточнения геологической модели резервуаров верхнепалеозой-мезозойских комплексов с доверительной вероятностью 0,7 начальные геологические ресурсы свободного газа и конденсата в пермском НГК составляют более 79 млн т условных УВ (УУВ), в триасовом НГК более 764 млн т УУВ, а в пермском НГК более 497 млн т УУВ.

Заключение

По состоянию на 01.01.2020 извлекаемые запасы газа в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя на территории Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции составляют 681,9 млрд м³, конденсата – 33,6 млн т. Накопленная добыча составила 59,5 млрд м³ и 2,8 млн т соответственно [по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых].

Благодарности

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008 «Цифровые геолого-геофизические модели Лено-Тунгусской и Лено-Виллюйской нефтегазоносных провинций, анализ закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений, оценка перспектив нефтегазоносности в основных продуктивных комплексах верхнего протерозоя и фанерозоя, включая карбонатные горизонты венда и кембрия с трудноизвлекаемыми ресурсами, изучение влияния интрузий траппов на нефтегазоносность».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Арчegov В.Б., Степанов В.А. История нефтегазогеологических работ на территории Сибирской платформы и сопредельных структур [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – № 4. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2009.pdf
2. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы / ред. Конторович А.Э. Сурков С.В., Трофимук А.А. – М.: Недра, 1981. - 552 с.
3. Геологическое строение и нефтегазоносность ЯАССР / Под ред. В.Г. Васильева. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 478 с.
4. Лено-Виллюйская нефтегазоносная провинция / Под ред. Г.С. Фрадкина. – М.: Наука, 1969. – 278 с.
5. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. – 86 с.
6. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича. – М.: Недра, 1974. – 189 с.
7. История нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции на востоке Сибирской платформы / Под ред. Н.В. Черского. – М.: Наука, 1986. – 167 с.
8. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Лено-Виллюйский бассейн / Под ред. А.Э. Конторовича, В.В. Гребенюка, Н.П. Запывалова, Л.Л. Кузнецова, Н.В. Мельникова, В.С. Старосельцева, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, Г.С. Фрадкина, А.В. Хоменко, Г.Г. Шемина. – Новосибирск: СО РАН, 1994. – 107 с.
9. Ситников, В.С. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Виллюйской синеклизы / В.С. Ситников, Н.Н. Алексеев, К.А. Павлова, А.В. Погодаев, М.И. Слепцова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – №. 1. – С. 1-20. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/9_2017.pdf, свободный.

© М. О. Федорович, А. Ю. Космачева, П. И. Сафронов, 2023