

УДК 553.98.06

ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННО-МАГМАТИЧЕСКАЯ ГИПОТЕЗА
ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ

В. А. Скворцов

Представлено академиком РАН А.Н. Дмитриевским 25.02.2019 г.

Поступило 12.11.2018 г.

В результате физико-химического моделирования условий образования углеводородов на Ерёминско-Чонском скоплении нефти (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) установлено, что на стадии седиментогенеза (при температуре, равной 35 °С, $P = 0,1$ МПа) на дне водоёма скапливается метан и органическое вещество; при диагенезе ($T = 60$ °С и $P = 5–10$ МПа), на глубине 60–100 м, в процессе формирования нефтематеринских толщ в породах отмечаются плёнки и капельки нефти, из жидких углеводородов появляется пентан C_5H_{12} . На стадии катагенеза на глубине 250 м образуется гексен C_6H_{14} , на 2000 м — гептен C_7H_{16} , на 3100 м — октан C_8H_{18} , и на 3800 м (при $T = 90$ °С и $P = 110$ МПа) — нонан C_9H_{20} . В период апокатагенеза и метаморфизма (при $T = 105$ °С и $P = 450$ МПа) на глубине 13–15 км образуется додекан $C_{10}H_{22}$, а при $T = 200$ °С — ундекан. Когда температура возрастает до 250 °С, а давление до 490 МПа, на глубине около 15 км в породах фундамента формируется большая группа жидких углеводородов от додекана $C_{12}H_{26}$ до пентадекана $C_{15}H_{32}$, и твёрдых от гексадекана $C_{16}H_{34}$, до октадекана $C_{18}H_{38}$, а также других групп. Когда давление становится 850 МПа, на глубине 25 км отмечаются изопреноиды: от $C_{19}H_{40}$, нонадекана до $C_{24}H_{50}$ тетракозана и др. Исходя из проведённого моделирования становится очевидным, что объяснить условия образования углеводородов в интервале до 25 км с помощью только одной из гипотез биогенной или абиогенной не представляется возможным и предлагается новая осадочно-миграционно-магматическая гипотеза образования нефти. Суть её заключается в следующем: до глубины 3800–4000 м источником углеводородов является метан, скапливающийся на дне водоёмов, и органическое вещество пород, а на глубине 13–15 и 25 км — мантыйный глубинный метан.

Ключевые слова: Ерёминско-Чонское скопление, физико-химическое моделирование, условия формирования, углеводороды, осадочно-миграционно-магматическая гипотеза.

DOI: <https://doi.org/10.31857/S0869-56524865603-606>

Эта совершенно новая гипотеза родилась неслучайно. Она появилась в результате физико-химического моделирования условий образования углеводородов на Ерёминско-Чонском скоплении нефти [14], одном из крупнейших в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [10]. Ерёминско-Чонское скопление нефти (рис. 1), приурочено к Непско-Ботуобинскому своду. На территории свода в разрезе карбонатно-сульфатных отложений выделяются три перспективных на нефть горизонты (снизу вверх): преображенский, усть-кутский и осинский. В разной степени описание пород преображенского горизонта встречается в работе [14 и др.]. Большинство исследователей, включая

и наши, отмечено, что преображенский горизонт сложен разными по составу доломитами с органическим веществом и прослоями ангидрит-доломитов и ангидритов. В нижней части разреза в доломитах повышена глинистость, в средней и верхней части разреза сульфатность.

Определение условий образования углеводородов проводилось с помощью физико-химического моделирования по программе Селектор-С [13]. Физико-химическому моделированию предшествовало детальное изучение минералого-петрографического состава пород с применением рентгеновского количественного фазового анализа (РКФА) и просмотра шлифов. Исходя из состава пород, составлялась матрица физико-химической модели, которая по независимым компонентам выглядит следующим образом: Fe–Mg–Ca–K–Na–Al–Si–C–S–Cl–N–F–H–O. При заполнении лагуны морской

Институт Земной коры
Сибирского отделения Российской Академии наук,
Иркутск
E-mail: skv@crust.irk.ru

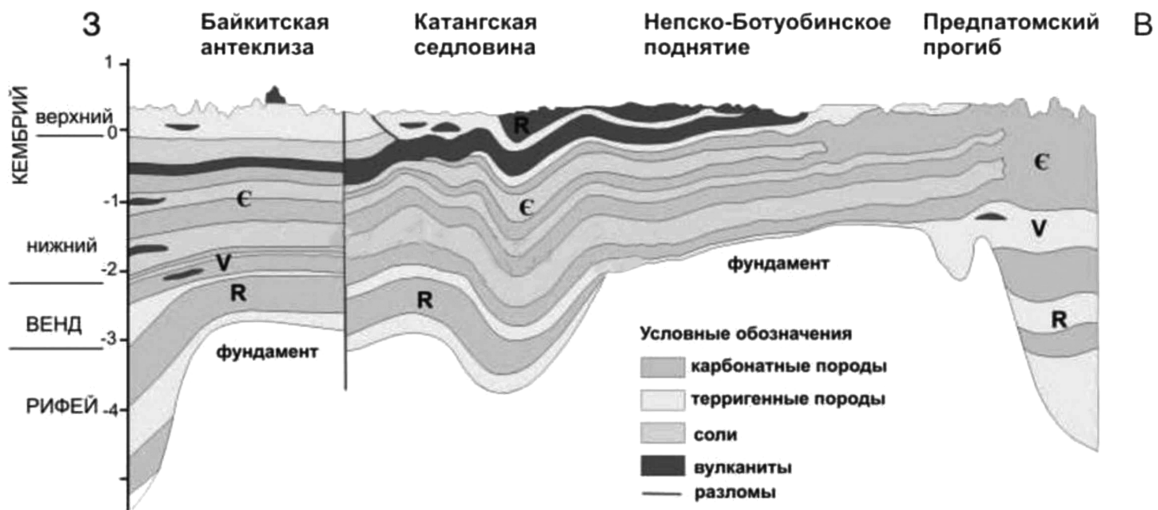
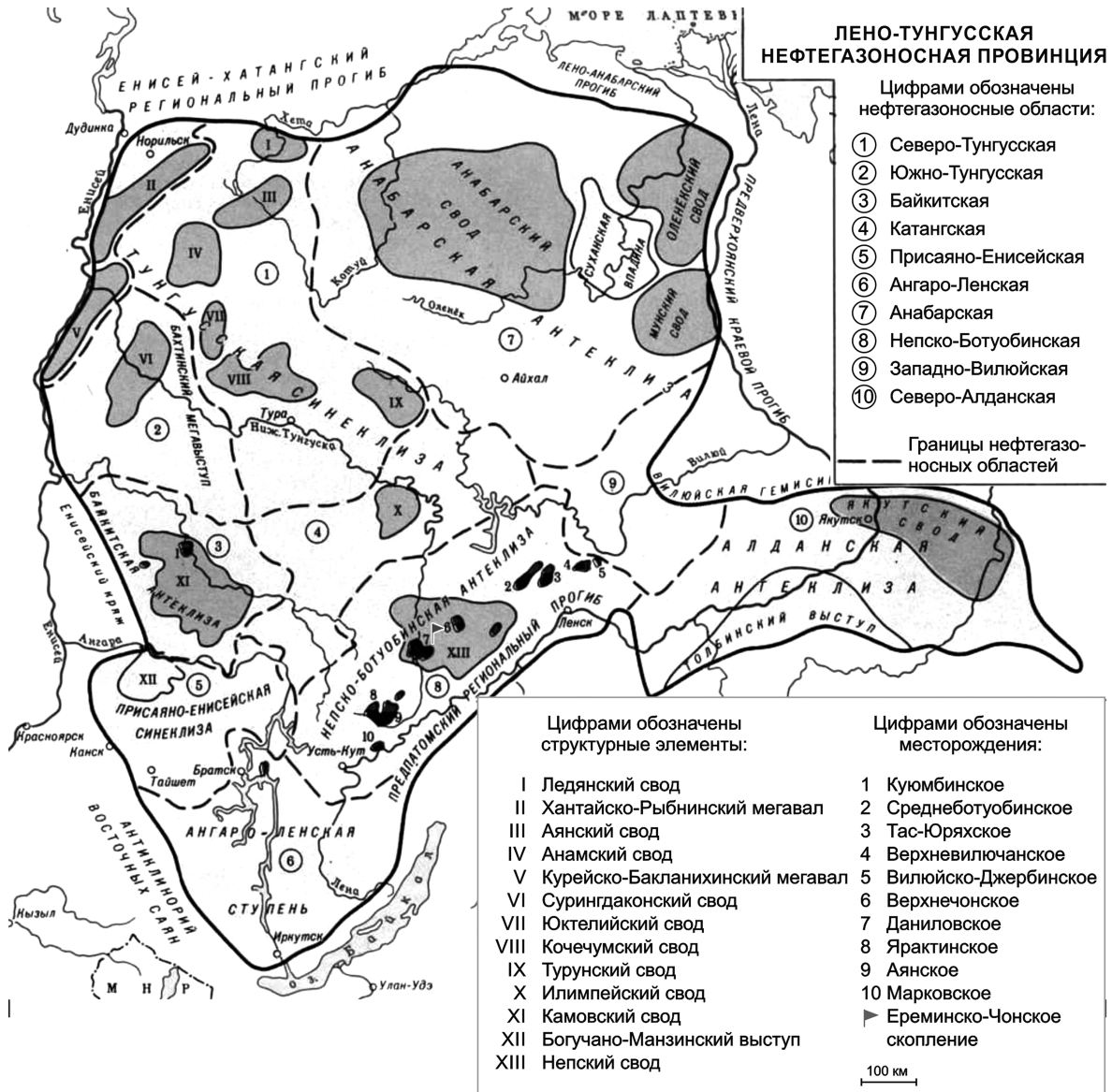


Рис. 1. Карта нефтяных месторождений (С.П. Максимов, 1987)

водой определялись термодинамические параметры пород, образующихся на разных стадиях осаждения. После заполнения лагуны, термодинамические условия устанавливались для пород, когда по тектоническим нарушениям начались их медленные погружения и метаморфизм.

Образование нефти начиналось в нижнем кембрии в лагунах с седиментогенезом при температуре 35 °С, давлении 0,1 МПа в существенно азотной (96%) атмосфере. В водоёме отлагались карбонатные, сульфатные, песчано-карбонатные осадки и формировались слои. Наличие в водоёме растительных и животных остатков в восстановительной среде приводило к их разложению и образованию органического вещества, часть которого рассеивалась в породах (до 10% и более), а часть попадала на дно и приводила к образованию ила, в котором скапливался метан (3–8%). Органическое вещество и метан явились здесь первичными источниками углеводородов.

Стадия седиментогенеза на глубине 60–80 м сменялась диагенезом. Концентрация метана в осадке постепенно возрастала, появился этан. Углеводороды здесь отмечались как в газовой фазе, так и в фазе жидких углеводородов. Движение их в порах пород к ловушкам проходило свободно. В результате в них появились плёнки и капельки нефти, а за десятки млн лет в восстановительной среде скапливался и кероген. Когда нефтематеринские породы при погружении на глубину 100 м попадали в зону раннего катагенеза, появлялся пентан C_5H_{12} , меркаптаны и спирты. Если при наличии теплового потока, вдоль разлома на глубине 250–300 м, появлялся гексан C_6H_{14} , пентен C_5H_{10} , гексен C_6H_{12} и другие соединения. При погружении нефтематеринских пород на глубину 2000 м, в условиях среднего катагенеза в фазе жидких углеводородов отмечаются гептан C_7H_{16} и гептен C_7H_{14} , на глубине 3100 — октан C_8H_{18} , на 3800 м — нонан C_9H_{20} и др. В итоге основным источником углеводородов здесь, включительно до C_9 , являются рассеянное в породах органическое вещество с глубиной переходящее в графит и метан из иловых вод водоёмов. Образование следующих из парафинов углеводородов до декана $C_{10}H_{22}$ происходит в период апокатагенеза. Давление 450 МПа, полученное при моделировании и нанесённое на графики условий сосуществования метаморфических фаций [15] указывает на то, что образование углеводородов проходило на глубине 13–15 км в метаморфических породах за счёт рассеянного органического вещества и газов. При повышении температуры до 200 °С среди алканов по-

является ундекан $C_{11}H_{24}$. Когда в зону нефтеобразования поступает тепловой поток под давлением до 490 МПа и температура поднимается до 250 °С, образуется новая группа углеводородов. Жидкие алканы представлены от додекана $C_{12}H_{26}$ до пентадекана $C_{15}H_{32}$; твёрдые — от гексадекана $C_{16}H_{34}$ до октадекана $C_{18}H_{38}$. Образуются углеводороды первоначально на глубине около 15 км в кристаллических породах фундамента, из которых уже потом по трещинам поднимаются вверх и подпитывают нефтяные ловушки в нефтематеринских породах. Все отмеченные выше углеводородные соединения оказываются устойчивыми до температуры 200 °С и давления до 800 МПа.

И только тогда, когда при температуре 200 °С давление становится 850 МПа, сразу появляется очередная группа новых углеводородов. Среди предельных углеводородов парафинов отмечаются твёрдые вещества изопреноиды от $C_{19}H_{40}$ нонадекана до $C_{24}H_{50}$ тетракозана и других углеводородов. Источником всех углеводородных соединений, образовавшихся на глубине 25 км, явился мантийный флюид, в составе которого значительно преобладает метан, этан и нитроэтан.

Термодинамическое моделирование условий образования углеводородов на Ерёминско-Чонском скоплении нефти показало, что оно полигенное: имеет несколько нефтяных ловушек в осадочной толще на разных уровнях и возможно в фундаменте и растягивается до глубины 25 км. Объяснить условия его формирования с помощью одной из гипотез органического или неорганического происхождения невозможно. Начальный этап образования углеводородов нефти до глубины 3–4 км согласуется с осадочной и осадочно-миграционной гипотезами, получивших свое признание и развитие в последних работах исследователей [2, 3, 6 и др.]. Объяснить условия образования углеводородов на глубинах 13–15 и 25 км возможно только с помощью абиогенной гипотезы, основные положения которой изложены в многочисленных трудах её сторонников [1, 5, 7, 8, 9, 11, 12] или за счёт полигенеза [4]. Исходя из этого, вытекает компромиссный вариант осадочно-миграционно-магматической гипотезы образования нефти.

В заключении хочется напомнить, чтобы геологи-нефтяники уделяли больше внимания изучению фундамента, так как показывает физико-химическое моделирование: формирование наибольшего количества углеводородов происходит на относительно больших глубинах и в кристаллических породах фундамента.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Валяев Б.М.* Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. Киев: Наук. думка, 1975. 152 с.
2. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
3. *Галимов Э.М.* Изотопы углерода в нефтегазоносной геологии. М.: Недра, 1973. 384с.
4. *Дмитриевский А.Н.* Полигенез нефти и газа // ДАН. 2008. Т. 419. № 3. С. 373–377.
5. *Зубков В.А., Бычинский В.А., Карпов И.К., Степанов А.Н.* Термодинамическая устойчивость мантийных углеводородов // Геология нефти и газа. 2000. № 2. С. 59–63.
6. *Конторович А.Э.* Осадочно-миграционная теория нафтигенеза: состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития // Геология нефти и газа. 1998. № 10. С. 8–16.
7. *Краюшкин В.А.* Абиогенно-мантийный генезис нефти. Киев: Наук. думка. 1984. 176 с.
8. *Кудрявцев Н.А.* Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 216 с.
9. *Летников Ф.А.* Синергетические аспекты проблемы образования глубинной нефти // Электр. журн. “Глубинная нефть”. Фундам. вопр. происхождения нефти, 2013. Т. 1. № 6. С. 790–810.
10. *Максимов С.П.* Нефтяные и газовые месторождения СССР. Кн.2. Азиатская часть СССР. Т. 2. М.: Недра, 1987.
11. *Маракушев А.А., Маракушев С.А.* Образование нефтяных и газовых месторождений // Литология и полез. ископаемые. 2008. № 5. С. 505–521.
12. *Порфирьев В.Б.* Природа нефти, газа и ископаемых углей. Т. 2. Абиогенная нефть. Киев: Наук. думка, 1987. 216 с.
13. *Чудненко К.В.* Термодинамическое моделирование в геохимии: алгоритмы, программное обеспечение, приложения. Новосибирск: Гео, 2010. 287 с.
14. *Шемин Г.Г.* Ерёминско-Чонское скопление нефти в преображенском резервуаре — крупнейший объект по подготовке запасов и добыче углеводородного сырья в Восточной Сибири. Новосибирск: Ин-т нефтегаз. геологии и геофизики, 2011. 122 с.
15. *Yardley, Bruce W.D.* An Introduction to Metamorphic Petrology // Longman Sci. Technic. 1991. 248 p.

SEDIMENTARY-MIGRATION OF THE MAGMATIC HYPOTHESIS FOR THE FORMATION OF OIL

V. A. Skvortsov

*Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Irkutsk, Russian Federation*

Presented by Academician of the RAS A.N. Dmitrievskii February 25, 2019

Received November 12, 2018

As a result of physical and chemical modeling of hydrocarbon formation conditions at the Ereminsko-Chonsky oil cluster (Leno-Tungussskoy oil and gas province), it was found that at the stage of sedimentogenesis at ($T = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 0.1\text{ MPa}$) methane and organic matter accumulate at the bottom of the reservoir. With diagenesis ($T = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ and $P = 5\text{--}10\text{ MPa}$) at a depth of 60–100 m, films and oil droplets are observed in the formation of source formations in rocks, pentane C_5H_{12} appears from liquid hydrocarbons. At the stage of catagenesis at a depth of 250 C_6H_{14} hexene is formed, and at 2000 m — C_7H_{16} heptene, at 3100 m — octane C_8H_{18} and at 3800 m (at $T = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$ and $P = 110\text{ MPa}$) — nonane C_9H_{20} . During the period of apocatagenesis and metamorphism (at $T = 105\text{ }^{\circ}\text{C}$ and $P = 450\text{ MPa}$), $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$ dodecane is formed at a depth of 13–15 km, and $\text{C}_{11}\text{H}_{24}$ undecane is formed at $T = 200\text{ }^{\circ}\text{C}$. When the temperature rises to $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ and the pressure reaches 490 MPa, at a depth of about 15 km, a large group of liquid hydrocarbons from dodecane $\text{C}_{12}\text{H}_{26}$ to pentadecane $\text{C}_{15}\text{H}_{32}$ and solids from hexadecane $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$ to octadecane $\text{C}_{18}\text{H}_{38}$, as well as other groups, form in the basement rocks. When the pressure becomes 850 MPa, isoprenoids are observed at a depth of 25 km: from $\text{C}_{19}\text{H}_{40}$ to nonadecane to $\text{C}_{24}\text{H}_{50}$ to tetracosane, etc. Based on the simulation, it becomes obvious that it is not possible to explain the conditions for the formation of hydrocarbons in the range up to 25 km using only one of the hypotheses biogenic or abiogenic and a new sedimentary-migration-magmatic hypothesis of oil formation is proposed. Its essence is as follows: to a depth of 3800–4000 m, the source of hydrocarbons is methane, which accumulates at the bottom of water bodies, and organic matter of rocks, and at a depth of 13–15 and 25 km — mantle deep methane.

Keywords: oil, Ereminsko-Chonsky cluster, physico-chemical modeling, formation conditions, hydrocarbons, sedimentary-migration-magmatic hypothesis.