

*П. И. Сафронов**

Моделирование процессов генерации углеводородов в куонамско-иниканском комплексе Вилюйской гемисинеклизы.

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

* e-mail: SafronovPI@ipgg.sbras.ru

Аннотация. С привлечением новых данных о кинетических характеристиках керогена куонамско-иниканского комплекса методом историко-геологического моделирования восстановлена динамика и масштабы генерации углеводородов в куонамской нефтегазопроизводящей толще и ее аналогах Вилюйской гемисинеклизы.

Ключевые слова: Вилюйская гемисинеклиза, историко-геологическое моделирование, кероген, генерация углеводородов, куонамско-иниканский комплекс

*P. I. Safronov**

Modeling of hydrocarbon generation processes in the Kuonam-Inikan complex of the Vilyui hemisyncline

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk, Russian Federation

* e-mail: SafronovPI@ipgg.sbras.ru

Abstract. Using new data on the kinetic characteristics of the Kuonamsky-Inikan complex kerogen, the dynamics and scale of hydrocarbon generation in the Kuonamsky oil and gas-producing strata and its analogs of the Vilyui hemisyncline were restored using the method of historical and geological reconstruction.

Keywords: Vilyui hemisyncline, historical-geological modeling, kerogen, generation of hydrocarbons, Kuonam-Inikan complex

Вилюйская гемисинеклиза расположена в северо-восточной части Сибирской платформы. С востока она ограничена Верхоянским складчато-надвиговым комплексом. Осадконакопление на территории современной гемисинеклизы началось в позднепротерозойское время. Современное строение гемисинеклизы обусловлено влиянием множества факторов на протяжении истории ее формирования [1-4]. Среди наиболее существенных по значимости факторов можно выделить: эрозию кембрийских, ордовикских и силурских отложений, позднедевонско-раннекарбонный рифтогенез, пермо-триасовый трапповый магматизм и позднеюрско-раннемеловое формирование Верхоянского складчато-надвигового пояса.

Куонамскую свиту и ее аналоги ранне-, среднекембрийского возраста принято выделять в качестве основной нефтегазопроизводящей толщи в нижнепалеозойской части разреза. Преимущественно аквагенный тип органического вещества куонамской толщи не вызывает сомнений [5,6,7]. Не до конца выяснен-

ными остаются вопросы, связанные с динамикой генерации углеводородов в Вилуйском очаге нефтегазообразования.

Цель исследования – с привлечением новых данных о кинетических характеристиках керогенов методом историко-геологического моделирования восстановить динамику и масштабы генерации углеводородов в куонамской нефтегазопроизводящей свите и ее аналогах Вилуйской гемисинеклизы.

В 13 скважинах на территории гемисинеклизы было выполнено одномерное моделирование (рис. 1) в программном комплексе Genex.

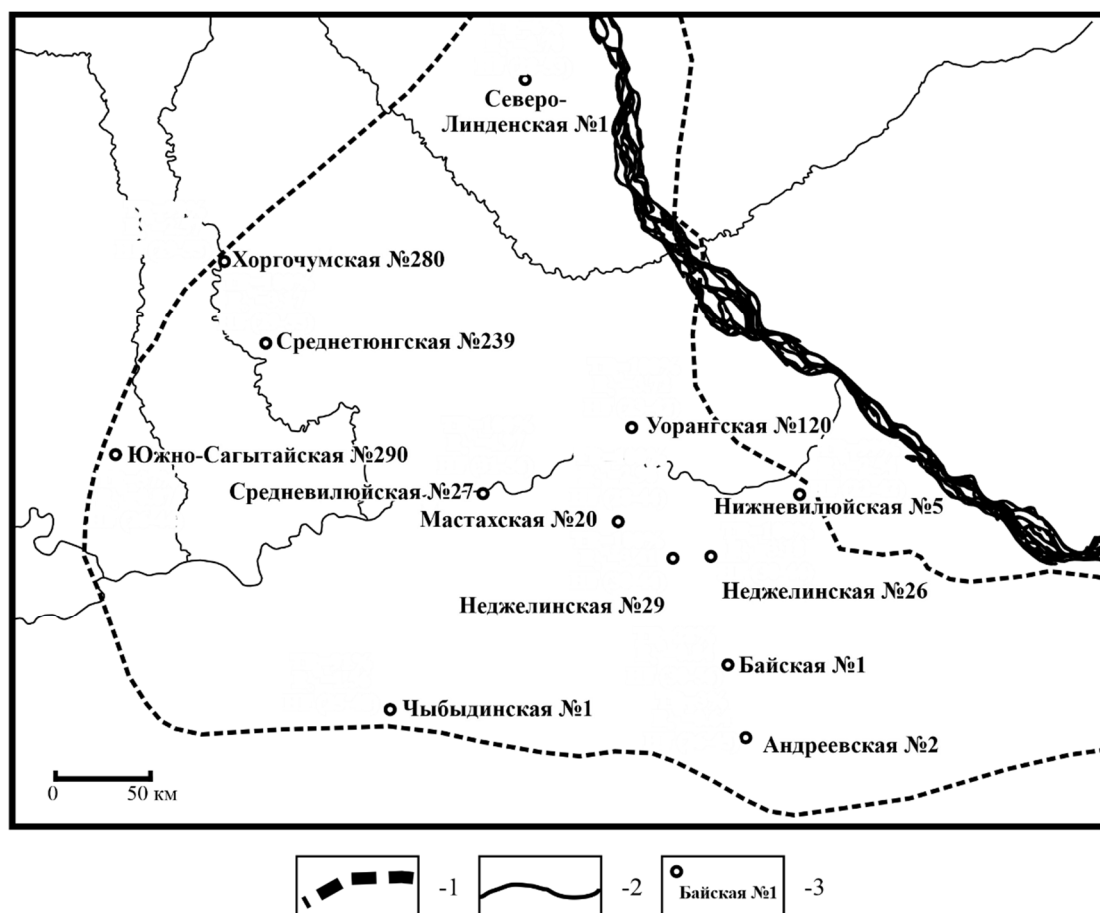


Рис. 1. Схема расположения скважин, используемых для историко-геологического моделирования.

Условные обозначения: 1 – граница Вилуйской гемисинеклизы, 2 – гидросеть, 3 – скважины.

Термическая история пород основана на литературных обобщениях [8,9] и восстанавливалась на основе фактических данных об отражательной способности витринита преимущественно в позднепалеозойско-мезозойской части разреза [10,11]. Калибровка тепловой истории пород с учетом влияния позднедевонско-раннекарбонового рифтогенеза и пермо-триасового траппового магматизма охарактеризована ранее в работе [12].

Была восстановлена динамика генерации углеводородов в куонамско-иниканском комплексе. Предполагалось, что сгенерированная нефть не мигрировала из нефтегазопроизводящей толщи и за счет процессов термкрекинга могла преобразовываться в газообразные углеводороды. Куонамская толща и ее возрастные аналоги содержат кероген Куонам-1м [13] с начальным углеводородным потенциалом 625 мгУВ/г С_{орг}.

Согласно полученным результатам (табл. 1) в скважинах Андреевская 2, Байская 1, Северо-Линденская 1, Южно-Сагытайская 290 преобразования жидких углеводородов до газообразных не наблюдалось. Это может быть объяснено расположением скважин на бортах гемисинеклизы, и как следствие более низким уровнем прогрева отложений, что также повлияло на относительно низкие масштабы генерации углеводородов.

В скважине Чыбыдинская 1 около 71% от сгенерированной нефти был преобразован в газообразные углеводороды.

В скважинах Мастахская 20, Неджелинская 26, Неджелинская 29, Нижневиллойская 5, Средневиллойская 27, Среднетюнгская 239, Уорангская 120 и Хоргочумская 280 все образованные жидкие углеводороды за счет процессов термкрекинга были преобразованы в газообразные, что внесло существенный вклад в общий объем генерации газообразных углеводородов.

Таблица 1

Масштабы генерации углеводородов в иниканско-куонамском комплексе
Виллойской гемисинеклизы

Скважина	Расчетная суммарная плотность генерации углеводородов		Количество жидких углеводородов, преобразованных в газообразные за счет процессов термкрекинга, тыс. тонн/км ²	
	Газообразные, млн м ³ /км ²	Жидкие, тыс. тонн/км ²	тыс. тонн/км ²	%
Андреевская 2	15	165	0	0
Байская 1	41	470	0	0
Мастахская 20	1 619	0	2 377	100
Неджелинская 26	1 627	0	2 382	100
Неджелинская 29	1 628	0	2 382	100
Нижневиллойская 5	2 238	0	3 292	100
Северо-Линденская 1	40	460	0	0
Средневиллойская 27	1 647	0	2 377	100
Среднетюнгская 239	2 029	0	2 984	100
Уорангская 120	2 253	0	3 303	100
Хоргочумская 280	400	0	566	100
Чыбыдинская 1	253	415	295	71
Южно-Сагытайская 290	15	167	0	0

В осевой, наиболее погруженной, части Виллюйской гемисинеклизы начиная с ранне-среднепермского возраста (280-260 млн лет назад) в куонамско-иниканском комплексе началась генерация жидких углеводородов. При этом за счет процессов термокрекинга практически вся нефть (при условии отсутствия возможности миграции из нефтегазопроизводящей толщи) была преобразована в газообразные углеводороды, что существенно повлияло на общий объем генерации газа.

Новообразования нефти не подвергались термическому разрушению лишь в узкой полосе бортовых, наиболее приподнятых, частей Виллюйской гемисинеклизы.

Работа выполнена в рамках научной темы государственной программы ФНИ 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. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 4. Лено-Виллюйский бассейн // под ред. Конторовича А.Э. – Новосибирск, 1994. – 76 с.
2. Тектоника. – геодинамика и металлогения Республики Саха (Якутия) / под ред. Л.М. Парфенова, М. И. Кузьмина. – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – 571 с.
3. Фролов С.В. Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Виллюйского нефтегазоносного бассейна / С.В. Фролов, Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова, Е.А. Бакай, Н.С. Курдина., О.В. Крылов, А.А. Тарасенко // Георесурсы, 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 13 – 30.
4. Губин И.А. Строение кембрийских отложений Виллюйской гемисинеклизы по результатам комплексного анализа данных бурения и сейсморазведки / И. А. Губин, А. Э. Конторович, И. В. Коровников, Т. М. Парфенова // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1115 – 1131.
5. Бахтуров С.Ф. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация / С.Ф. Бахтуров, В.М. Евтушенко, В.С. Переладов – Новосибирск: Наука, 1988. – 160 с.
6. Баженова Т.К. Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности / Т.К. Баженова, С.Н. Белецкая, Л.С. Беляева и др. – Л.: Недра, 1981. 211 с.
7. Парфенова Т.М., Бахтуров С.Ф., Шабанов Ю.Я. Органическая геохимия нефтепроизводящих пород куонамской свиты кембрия (восток Сибирской платформы) // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 911—923.
8. Добрецов Н.Л. Глобальная геодинамическая эволюция Земли и глобальные геологические модели / Н.Л. Добрецов // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 6. – С. 761 – 784.
9. Добрецов Н.Л. Взаимодействие тектоники плит и тектоники плюмов: вероятные модели и типичные примеры /Н.Л. Добрецов // Геология и геофизик. – 2020. – Т. 61. – № 5–6. – С. 617 – 647.
10. Каширцев В.А., К.В. Долженко, А.Н. Фомин, А.Э. Конторович, Н.П. Шевченко Углеводородный состав битумоидов террагенного органического вещества больших глубин (зоны апокатагенеза) // Геология и геофизика, 2017, № 6, с. 869-879

11. Конторович А.Э., Долженко К.В., Фомин А.Н. Закономерности преобразования террагенного органического вещества в мезо- и апокатагенезе // Геология и геофизика, 2020, № 8, с.1093-1108

12. Сафронов П.И., Бурштейн Л.М., Губин И.А., Конторович А.Э., Коровников И.В., Парфенова Т.М. История нефтегазообразования в кембрийском комплексе Вилюйской гемисинеклизы // Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посв. 120-летию со дня рожд. чл.-корр. АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рожд. засл. геолога РСФСР, проф. С.Г. Неручева (г. Новосибирск, 5-6 апреля 2022 г.). – 2022. – С.242-244.

13. Бурштейн Л.М., Дешин А.А., Парфенова Т.М., Ярославцева Е.С., Козырев А.Н., Сафронов П.И. Кинетические характеристики керогенов Куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2024. – 65. – № 1. – С.133-150

© П. И. Сафронов, 2024