



# НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ

Авторы: Н. П. Фадеева

---

НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ, тонкозернистые осадочные породы, содержащие органическое вещество, способные генерировать и выделять жидкие и газообразные углеводороды в количествах, достаточных для формирования промышленных скоплений. Почти все литофациальные типы совр. и ископаемых осадков содержат органич. вещество, поэтому малопродуктивными Н. п. могут быть почти все литологич. типы субаквальных осадочных пород слабовосстановит. и восстановит. геохимич. фаций. Нижний предел содержания органики в потенциально Н. п. зависит от типа органич. вещества (сапропелевое или гумусовое), литологич. характеристики пород и др.

Качественная оценка типа органич. вещества и его нефтегазоматеринского потенциала проводится на основании изучения его вещественного и химич. состава, фациальных условий накопления; количественная оценка – прямым измерением при пиролизе. По содержанию осн. микрокомпонентов выделяют гумусовое (формируется из остатков высших растений, представленных в осн. лигнином и целлюлозой), сапропелевое (образуется преим. из продуктов распада и полимеризации липидного материала планктонных водорослей) и смешанное органич. вещество. В одних и тех же условиях сапропелевое органич. вещество генерирует в 2–3 раза больше жидких углеводородов, чем гумусовое, преим. генерирующее метан и его низшие гомологи. По доминирующему типу органич. вещества породы подразделяют на преим.

нефтематеринские, содержащие органику в осн. сапропелевого и гумусово-сапропелевого типов, и газоматеринские с сапропелево-гумусовым и гумусовым органич. веществом. Высокопродуктивными нефтематеринскими породами являются глинистые, глинисто-карбонатные и карбонатно-глинистые породы восстановит. геохимич. фаций; высокопродуктивными газоматеринскими – глинистые, алеврито-глинистые и глинисто-алевритовые породы слабовосстановительных и

восстановительных фаций.

В терригенных породах содержание органич. вещества возрастает от грубозернистых (конгломераты, песчаники) до глинистых (сильно глинистые алевролиты, аргиллиты, глины). В карбонатных (хемогенных и фитогенных), кремнистых и др. осадочных породах содержание органики практически всегда зависит от глинистой примеси. В породах определяется органич. углерод (

$C_{орг}$ ), а не всё органич. вещество, содержащее также водород, кислород, серу, азот и др. элементы. Среднее (кларковое) содержание

$C_{орг}$  для потенциально Н. п. составляет в песчаниках и карбонатах 0,2%, алевролитах – 0,4%, глинистых породах – 0,9%. Для пород, содержащих органич. вещество сапропелевого состава, установлены более низкие значения

$C_{орг}$ , разграничивающие ненфтегазоматеринские и нефтегазоматеринские породы: 0,1% для карбонатных пород и 0,2% для терригенных пород (т. к. органич. вещество в них более окислено в анаэробном диагенезе из-за наличия в силикатных породах большего количества оксидного железа и др. минер. окислителей, снижающих его нефтегазоматеринский потенциал). В зарубежной лит-ре за нижний предел содержания

$C_{орг}$  в карбонатных Н. п. принято считать 0,3%, в глинах – 0,5%. Содержание органич. вещества в породе не остаётся постоянным. Расход его в процессе катагенеза на генерацию углеводородных (нефть, газ) и неуглеводородных (вода, сероводород, азотные газы и др.) продуктов приводит к снижению концентрации

$C_{орг}$  в породах более чем в 2 раза. Поэтому, когда говорят о содержании органич. вещества, всегда указывают стадию преобразования пород.

Более точную характеристику возможностей Н. п. даёт генерационный потенциал (сумма углеводородов, уже выделившихся из породы, и тех, которые могут быть образованы в процессе дальнейшего литогенеза), определяемый методом пиролиза. На ранних стадиях преобразования породы, генерационный потенциал которых меньше 2 кг углеводородов (УВ)/т породы, не являются нефтематеринскими, при генерац. потенциале 2–6 кг УВ/т – средние и хорошие нефтематеринские породы, св. 6 кг УВ/т – превосходные (для газоматеринских пород таких чётких границ не выявлено). Для высокопотенциальных нефтематеринских отложений значения

генерац. потенциала могут достигать 100–200 кг УВ/т породы.

Изучение Н. п. ведётся с учётом их стадийного преобразования, в процессе которого многие их свойства претерпевают существенные изменения. На стадии седиментогенеза и диагенеза формируется генетич. тип органич. вещества и закладывается нефтегазоматеринский потенциал породы, на стадии катагенеза происходят основная генерация углеводородов и реализация нефтегазоматеринского потенциала. Выделяются 4 осн. этапа развития Н. п.: потенциально нефтематеринских пород, нефтепроизводящих, нефтепроизводивших, бывших нефтематеринских. На 1-м этапе потенциал пород только сложился, происходит обогащение пород микронепфтью (смесь углеводородов и растворённых в ней низкомолекулярных смол) в результате выделения летучих газообразных продуктов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CH}_4$ , аммиак),  $\text{H}_2\text{O}$  и мягкого термоллиза органич. вещества; миграц. процессы слабо развиты. На 2-м этапе образуются практически все углеводороды, входящие в дальнейшем в нефть (макронепфть). Во времени он связан с гл. фазой нефтеобразования, в пространстве – с гл. зоной нефтеобразования и соответствует грациям катагенеза рассеянного органического вещества от МК<sub>1</sub> до МК<sub>3</sub> (преобразованиям органич. вещества от начала до середины мезокатагенеза в интервале температур от 60–80 до 180–200 °С). Породы, находящиеся в гл. зоне нефтеобразования, картируются как очаг нефтеобразования. На этом этапе усиливается и скорость первично-миграц. процессов: если сначала она меньше скорости генерации углеводородов, то в конце гл. фазы нефтеобразования скорость эмиграции заметно перекрывает процесс генерации, нефтематеринский потенциал органич. вещества практически исчерпывается и гл. фаза нефтеобразования затухает. Признаками нефтепроизводящих отложений являются регионально распространённые следы миграции микронепфти и закономерно направленные изменения состава органич. вещества и его компонентов, свидетельствующие о совершившейся отдаче углеводородов. 3-й этап соответствует концу мезокатагенеза – середине апокатагенеза, и ему отвечает гл. фаза газообразования. Нефтепроизводившие отложения обладают нулевым нефтематеринским, но значит. газоматеринским потенциалом. В гл. зоне газообразования (конец мезокатагенеза – середина

апокатагенеза, темп-ры от 180–200 до 250 °С) образуются в осн. углеводородные газы, среди которых ведущая роль принадлежит метану. Породы и органич. вещество 2-го и 3-го этапов обладают промежуточным (между теми или иными этапами или градациями катагенеза) и остаточным (количество микроневфти, которое порода может генерировать сверх того, что уже образовалось) потенциалами. Рекомендуется указывать, после какой градации катагенеза остался данный потенциал. На последнем этапе породы обладают очень низким газоматеринским потенциалом, в осн. образуется большое количество диоксида углерода.

Этапность развития Н. п. согласуется с вертикальной зональностью распределения углеводородов в неинверсионном нефтегазоносном бассейне (сверху вниз): газ→нефть→газоконденсат→газ, т. е. процесс газообразования начинает, сопутствует и завершает нефтеобразование. Выделение гл. этапа в эволюции Н. п. является основой для оценки ресурсов углеводородов нефтегазоносных бассейнов и науч. обоснования нефтепоисковых работ.

## Литература

Лит.: Вассоевич Н. Б., Неручев С. Г. Основные стадии развития нефтематеринских свит и их диагностика // Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М., 1979; Вассоевич Н. Б., Лопатин Н. В. Нефтематеринский потенциал и его реализация в процессе литогенеза // Международный геологический конгресс. XXVI сессия. М., 1980. Кн. 7; Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М., 1981; Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. М., 1982; Ларская Е. С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. М., 1983; Корчагина Ю. И., Четверикова О. П. Методы оценки генерации углеводородов в нефтепродуцирующих породах. М., 1983; Вассоевич Н. Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М., 1986.