

СТРАТИГРАФІЯ

УДК 551.734.5:553.98.078 (100)

С. А. Мачулина

ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ДОМАНИКОИДНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ФАНОРОЗОЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЩЕМИРОВЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО СТРАТИГРАФИЧЕСКИМ ИНТЕРВАЛАМ

Розглянуто проблему закономірностей стратиграфічного розподілу запасів нафти і газу. Наведено нові дані, що відображають зв'язок між епохами інтенсивного накопичення органічної речовини, утворенням доманікоїдних відкладів, нафтогазоматеринських товщ, запасів нафти і газу.

The problem of the regularities of the stratigraphic distribution of oil and gas investigated. New data about of the relationship between the epochs of intensive accumulation of organic matter, the formation of deposits domanik-like sedimentation, oil-gas source rocks, reserves of oil and gas are presented.

Введение. По последним подсчетам ВНИИЗарубежгеологии, мировые ресурсы нефти, извлекаемые из недр при современном технологическом уровне, составляют 554,7 млрд т (по данным Геологической службы США – 512,8 млрд т), газа – 634,3 трлн м³ (по данным Геологической службы США – 485,1 трлн м³). Текущие разведанные запасы оцениваются в 188,6 млрд т нефти и 179,4 трлн м³ газа [1]. Как же распределяются мировые ресурсы углеводородов (УВ) по стратиграфическим подразделениям фанерозоя? Обсуждение этого вопроса важно для определения перспектив нефтегазоносности различных стратиграфических интервалов и направленности геологоразведочных работ на горючие ископаемые в целом.

Закономерностями стратиграфического распределения запасов нефти и газа, а также других горючих ископаемых занимались многие отечественные и зарубежные ученые, среди которых А.Ф. Ажгиревич, В.И. Высоцкий, В.С. Вышемирский, А.Н. Дмитриевский, М.К. Калинин, А.Э. Конторович, С.П. Максимов, Н.В. Мельников, В. Alpern, R. Evans и др.

Н.В. Лопатин в работе [2] рассмотрел цепь геологических событий в фанерозойской истории Земли в сопоставлении со стратиграфическими уровнями накопления горючих ископаемых. С.Г. Неручев показал [4], что почти все эпохи интенсивного накопления органического вещества (ОВ) в фанерозое (особенно в девоне и карбоне) являлись одновременно эпохами нефте- и газонакопления. В этой связи нами проанализированы новые данные по пространственно-временному распространению углеродистых доманикоидных отложений, выполнено их сопоставление с нефтегазоматеринскими толщами (НГМТ) и нефтегазоносностью породных комплексов различных стратиграфических интервалов фанерозоя.

Результаты исследований. По нашим данным, с эпохами интенсивного накопления ОВ связано образование доманикоидных отложений (доманикоидов), представленных темновязкими кремнистыми (кремнисто-глинистыми) сланцами, аргиллитами, мергелями и в разной степени глинистыми известняками, стратиграфические позиции которых в шкале фанерозоя показаны на рис. 1. Обогащенные аквагенным сапропелевым (гумусово-сапропелевым) ОВ, эти отложения при соответствующих геологических и термобарических условиях приобретают нефтегазоматеринские свойства и могут стать потенциальными НГМТ.

© С. А. Мачулина, 2012

В англоязычной литературе такие отложения называют черными сланцами (black shales), а производящие УВ – source rocks. Анализ пространственной распространенности доманикоидных отложений разных стратиграфических уровней позволил автору выделить иерархическую систему рангов, среди которых основными являются планетарный и субпланетарный. Планетарным рангом характеризуются доманикоидные отложения весьма широкого распространения. Типичными для этого ранга являются протяженные зоны и громадные площади доманикоидных бассейнов, охватывающие не только внутриплатформенные депрессии континентов, но и шельфовые окраины, а также океанические бассейны.

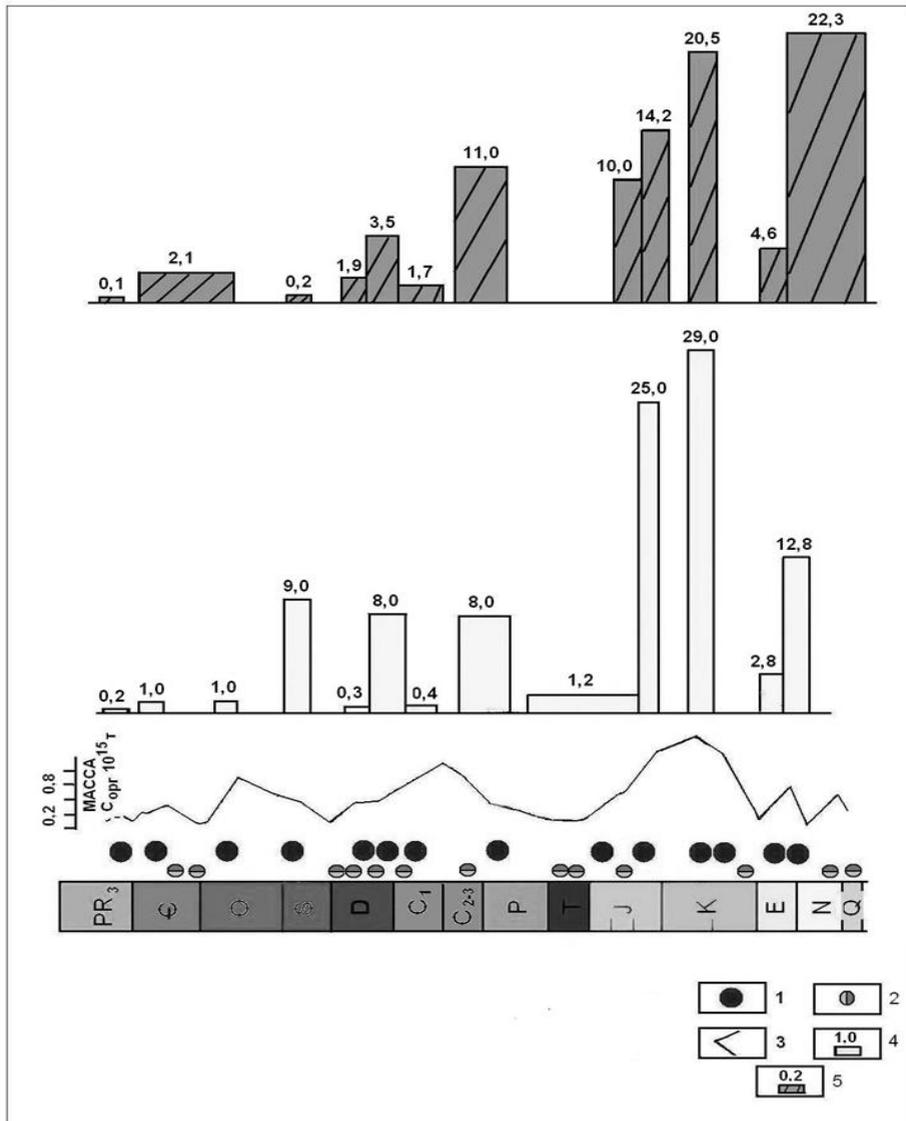


Рис. 1. Планетарные (1) и субпланетарные (2) уровни доманикоидных отложений фанерозоя и сопоставление их с эпохами усиления и ослабления (3) накопления $S_{орг}$ (по С.П. Максимуму и др. [3]), интервалами продуктивных НГМТ (4) и установленными запасами УВ (5), выраженными как процентное отношение к начальным мировым запасам УВ, которые приведены к 100% (составила С.А. Мачулина по данным работы [6]).

Примерами могут быть доманикоиды силура; юрские доманикоиды тоарского и кимериджского веков, развитые как на древних платформах, так и в области Тетиса, в

бореально-атлантических бассейнах Северного моря, арктико-бореальных бассейнах Сибири и других областях планеты; углеродистые отложения апта-альба и границы сеноман/турон, которые коррелируются с глобальными океаническими бескислородными событиями ОАЕ-1 и ОАЕ-2, соответственно, а также доманикоиды границы олигоцен/миоцен и др. Субпланетарный ранг характеризуется распространением разновозрастных доманикоидных отложений в крупных по размерам бассейнах, расположенных, как правило, не на одной, а нескольких древних платформах (например, Восточно-Европейской, Сибирской, Северо-Американской) или окраинах континентов. Примерами могут быть доманикоиды границы средний/верхний кембрий, среднего девона, границы средний/верхний карбон, триаса, средней юры, границы мел/палеоген и др.

Таким образом, планетарный и субпланетарный ранги распространения доманикоидных отложений отображают наиболее интенсивное и масштабное накопления ОВ на планете.

В результате детальных исследований авторами работы [6] в фанерозое были выделены шесть главных стратиграфических интервалов, которые содержат наиболее эффективные (т.е. с высоким генерационным потенциалом) НГМТ. Силурийские НГМТ сгенерировали 9% общемировых запасов нефти и газа, верхнедевонско-турнейские – 8%, НГМТ пенсильвания (средний-верхний карбон) – нижней перми – 8%, верхней юры – 25%, среднего мела – 29%, олигоцен-миоцена – 12,5%. Высокоэффективные НГМТ перечисленных стратиграфических интервалов обеспечили более чем 90% общемировых разведанных запасов нефти и газа. На статистические данные силура большой эффект оказала продуктивность бассейнов-супергигантов, например, Арабско-Иранского, в силурийских породах которого сосредоточено 74% УВ ресурсов силура (преимущественно это газ – 85%).

Главными НГМТ силура являются граптолитовые глинистые сланцы, которые покрывают 42% территории, занимаемой силурийскими отложениями. Верхнедевонские и турнейские доманикоидные НГМТ охватывают 21% площади осадконакопления. 80% запасов УВ, генерируемых этими НГМТ, составляет нефть. Средне-верхнекаменноугольные и нижнепермские НГМТ занимают более 50% площади осадконакопления. Глубокое захоронение верхнекаменноугольных и нижнепермских углеродистых толщ в передовых прогибах и палеорифтах, преобладание в них гумусового ОВ стали главными факторами доминирования запасов газа над нефтью в большинстве бассейнов мира. Значительные запасы УВ сосредоточены в таких бассейнах: Пермском и Анадарко – 56%; в меньшей степени Южно-Североморском – 19% и Северо-Каспийском – 15% [6].

Характерной чертой породных комплексов мезозойского и кайнозойского мегациклов является высокая степень их нефтегазоносности с пиковыми значениями в кимеридж-апт-туроне и олигоцен-миоцене. Верхнеюрские НГМТ покрывали более 27% области осадконакопления и произвели 25% общемировых ресурсов УВ, среди которых 74% составляет нефть, аптские и туронские НГМТ – 27 и 29%, соответственно [6]. С названными выше НГМТ связана нефтегазоносность бассейнов Лавразии и Гондваны, нефтяных поясов Тетиса, внутриконтинентальных бассейнов Северной Америки, Евразии и арктических морей.

Эффективные НГМТ олигоцена–миоцена занимают свыше 25% области развития пород данного возраста и произвели 12,5% общемировых первоначальных запасов нефти и газа, обеспечив нефтегазоносность бассейнов Альпийско-Гималайского пояса и его западного трансатлантического продолжения в Мексиканско-Карибской области Тихоокеанского кольца, а также некоторых зон пассивных окраин Атлантического, Индийского и Арктического океанов.

Важно отметить, что некоторые нефтегазоносные бассейны мира характеризуются наличием двух и более стратиграфических уровней интенсивного накопления ОВ и образования доманикоидных толщ в кайнозое. Например, в

бассейне Сурма (Бангладеш) доманикоидные отложения развиты на трех стратиграфических уровнях и представлены следующими формациями: 1) газоносными – Копили и Черра (5-16% $C_{орг}$) палеоцен-эоценового возраста; 2) нефтегазоносной – Дженам (1,4-2,7% $C_{орг}$) олигоценевого возраста; 3) нефтегазоносной – Бубан (среднее содержание 1,76% $C_{орг}$) миоценового возраста. В нефтегазоносных бассейнах Предкавказья доманикоидные отложения известны на пяти стратиграфических уровнях: 1) эоценовые карбонатно-глинистые породы кумской свиты (до 4,7% $C_{орг}$); 2) хадумский и баталпашинский горизонты нижнего майкопа (среднее содержание 1,3-4,7% $C_{орг}$); 3) собственно майкопские глины (до 3,5% $C_{орг}$); 4) чокракские глины (2% $C_{орг}$) 5) сарматские глины (до 2,3-3,6% $C_{орг}$).

Многоуровневое интенсивное накопление OB , формирование высокоэффективных НГМТ и обусловленная этим “многоэтажная” нефтегазоносность осадочных комплексов свойственны также палеозойской эре. Например, средний-поздний кембрий и средний-поздний ордовик-ранний силур характеризуются почти непрерывным и интенсивным накоплением OB в осадочных комплексах севера и запада Европы, Британской Исландии, северо-востока Сибири. Доманикоиды этих стратиграфических интервалов обеспечили нефтегазоносность грабена Осло (Норвегия), бассейнов Северной Америки (Мидленд и др.), арктических окраин Евразии, а также битуминозность Франклинского бассейна Северной Гренландии и др. [7]. С раннего силура вплоть до турнейского века включительно происходило почти непрерывное формирование высокопотенциальных доманикоидных толщ в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне, что обеспечило “многоэтажную” нефтегазоносность его породных комплексов.

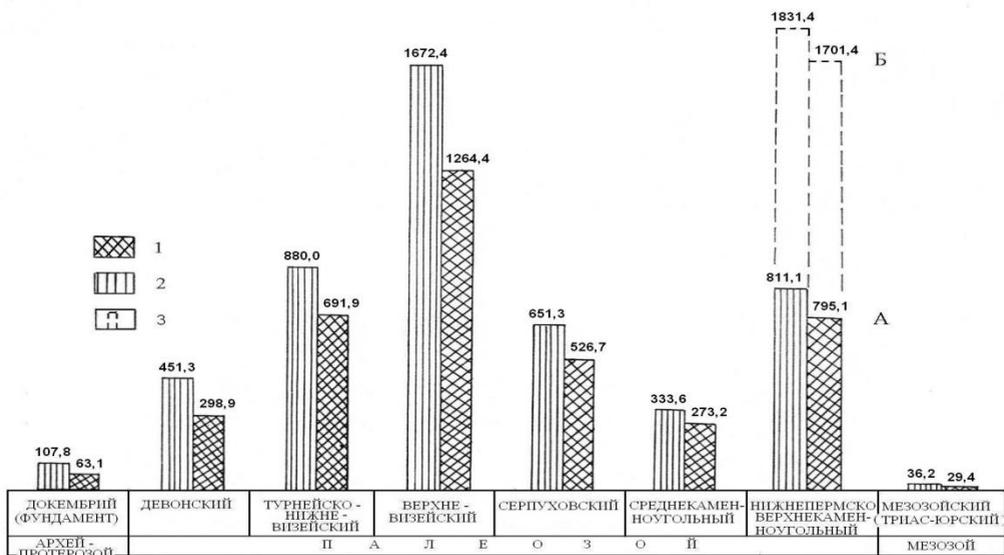


Рис. 2. Распределение запасов OB в перспективных комплексах ДДВ (составила С.А. Мачулина по данным работы [5]).

1 – запасы нефти и конденсата. 2 – запасы газа. 3 – запасы с учетом месторождений-гигантов Шебелинского и Крестищенского.

Таким образом, установлена связь между эпохами интенсивного накопления OB , образованием эффективных доманикоидных толщ – источников OB , и нефтегазоносностью породных комплексов. Важно отметить, что палеозойские и кайнозойские формационные комплексы многих бассейнов мира характеризуются “многоэтажной” нефтегазоносностью, а значит, “сгущением” эпох нефтегазообразования, по сравнению с формационными комплексами других

стратиграфических подразделений, особенно верхней пермью, триасом, нижней юрой, что можно с долей условности соотнести такое распределение с моделью гантели. Последнее обстоятельство обусловлено, вероятно, тектоно-геодинамическими особенностями развития Земли.

Большинство ученых мира считают, что наибольший процент ресурсов УВ имеет сингенетичное происхождение и меньший процент УВ “уловлен” породами других стратиграфических интервалов (т.е. имеет эпигенетическое происхождение). Распределение запасов УВ в перспективных комплексах Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) подтверждает эту закономерность (рис. 2). Небольшие запасы нефти и газа в докембрийском и мезозойском породных комплексах ДДВ, которые не имеют собственных НГМТ, свидетельствуют о преимущественно сингенетическом формировании большинства нефтегазовых месторождений региона. Последние сосредоточены в палеозойских (D_3-C_2) нефтегазоносных комплексах. Аномальные значения запасов в верхнекаменноугольном-нижнепермском (C_3-P_1) нефтегазоносном комплексе ДДВ обусловлены вторичной миграцией УВ и их скоплением под соленосной (P_1) и глинистой (T_1) региональными покрывками преимущественно в месторождениях-гигантах – Шебелинском и Крестищенском.

Выводы. В процессе исследований установлена коррелируемость общемировых разведанных запасов нефти и газа с эпохами наиболее интенсивного накопления ОВ в фанерозое, главными стратиграфическими интервалами развития доманикоидных толщ и НГМТ (рис. 1). Это может служить важным аргументом в пользу органического происхождения нефти и преобладания сингенетичных залежей УВ. Одна из ведущих ролей в нефтегазообразовании принадлежит доманикоидным отложениям как высокопотенциальным НГМТ, также они сами могут быть резервуарами так называемого сланцевого газа.

Исходя из общемировых закономерностей распределения запасов нефти и газа по стратиграфическим интервалам, основной нефтегазоносный потенциал Украины может быть связан с девонско-каменноугольными породными комплексами ДДВ, мезозой-кайнозойскими – Карпат и южных регионов страны.

1. *Высоцкий В.И., Дмитриевский А.Н.* Мировые ресурсы нефти и газа и их освоение // Рос. хим. журн. – 2008. – Т. 52, № 6. – С. 18-24.
2. *Лопатин Н.В.* Образование горючих ископаемых. – М.: Недра, 1983. – 192 с.
3. *Максимов С.П., Кунин Н.Я., Сардонников Н.М.* Цикличность геологических процессов и проблемы нефтегазоносности. – М: Недра, 1977. – 280 с.
4. *Неручев С.Г.* Накопление органического вещества и горючих ископаемых в фанерозое // Докл. АН СССР. – 1979. Т. 247, № 3. – С. 664-667.
5. *Пригаріна Т.М., Лукін О.Ю., Кабишев Б.П. та ін.* Прогнозні ресурси вуглеводнів Східного нафтогазоносного регіону // Нафт. і газ. пром-сть. – 2005. – № 1. – С. 15-18.
6. *Klemme H.D., Ulmishek G.F.* Effective petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors // American Association of petroleum geologist Bulletin. – 1991. – Vol. 75, № 12. – P. 1809-1851.
7. *Thickpenney A., Leggett J.K.* Stratigraphic distribution and palaeo-oceanographic signification of European early Palaeozoic organic-rich sediments // Marine Petroleum Source Rocks. – 1987. – No. 26. – P. 231-247.

Ин-т геол. наук НАН Украины,
Киев
E-mail: samgeo@rambler.ru

Статья поступила
26.11.2012