

# ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 553.982.2

## Модель формирования нефтегазоносности в отложениях терригенного девона южных районов Пермского края

**Е.Е. Кожевникова**

Пермский государственный национальный исследовательский университет, 614990, Пермь, ул.Букирева, 15. E-mail:eekozhevnikova@bk.ru

(Статья поступила в редакцию 26 августа 2016 г.)

Нефтегазообразование – длительный сложный и многофакторный процесс, в котором выделяют такие основные стадии, как формирование глубинных нефтематеринских свит, генерация нефти глубинными нефтематеринскими свитами, формирование флюидоупоров, миграция и первичная аккумуляция нефти, деструкция нефти. С целью поисков и разведки нефтегазоносных месторождений необходимы проведение детального изучения каждой из перечисленных стадий и установление особенностей конкретной территории. Такой комплексный подход позволяет более эффективно проводить геолого-разведочные работы.

Ключевые слова: *терригенный девон, нефтегазоматеринские свиты, органическое вещество, углеводороды, Пермский край, эмиграция нефти, миграция нефти.*

DOI: 10.17072/psu.geol.33.90

### Введение

Девонский терригенный нефтегазоносный комплекс – один из перспективных для увеличения ресурсной базы Пермского края. В пределах ряда южных и западных территорий Волго-Уральской нефтегазоносной провинции отложения терригенного девона являются основными источниками добычи углеводородов [5]. Более 95% нефтяных месторождений, открытых и разрабатываемых в описываемом комплексе, находятся на юге Пермского края, в связи с этим представлена модель формирования основных этапов нефтегазоносности девонского терригенного комплекса для юга Пермского края (рис.1).

### Формирование осадочных отложений

Формирование отложений терригенного девона на описываемой территории в седиментогенезе происходило в малоблагоприятных для образования нефтематеринских свит условиях переходных фаций от континентальных к морским, что сопровождалось частой сменой береговой линии и перемывом ранее отложенных осадков [2]. Существовавшее влияние Красноуфимской палеосуши как основного источника наземной растительности и терригенного материала негативно сказывалось на формировании нефтегазоматеринских пород, в то же время эти условия способствовали образованию коллекторов. Геохимические обстановки диагенеза также указывают на неблагоприятные

условия для формирования нефтематеринских свит в связи с окислением большей части органического вещества еще на ранних стадиях литогенеза. Мощность терригенного девона на изучаемой территории севера Башкирского свода и

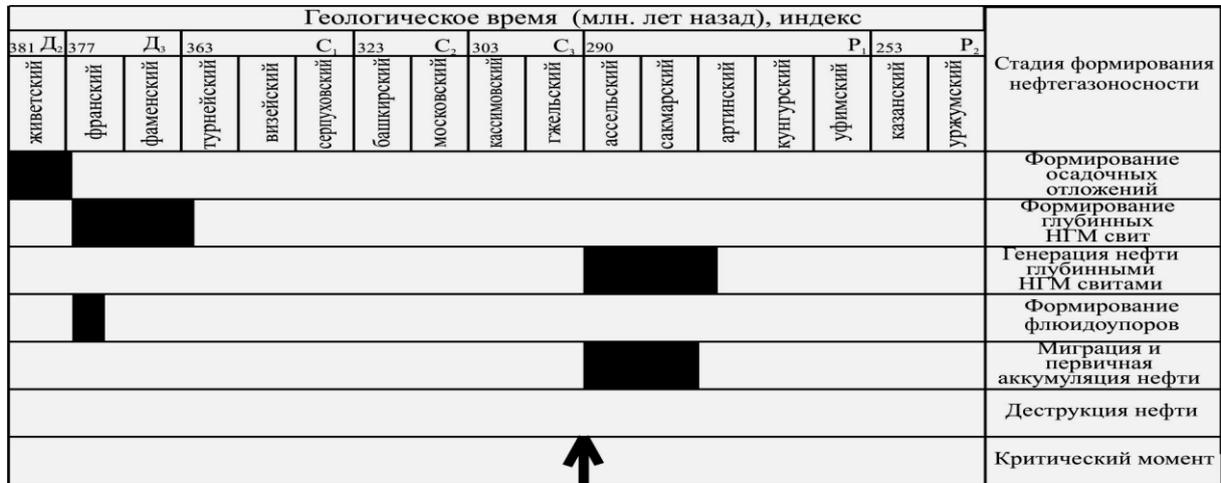


Рис.1. Модель формирования нефтегазоносности терригенного девона

прилегающих районов равномерно уменьшается от 75 до 6 м в направлении с запада на восток и юго-восток. Сокращение комплекса происходит за счет постепенного выпадения из разреза живетских, пашийских и уменьшения мощности тиманских отложений. Структуры, выделяемые по кровле терригенного девона, имеют постседиментационное тектоническое происхождение, отмечается связь между положением кровли вендских и тиманских отложений, которая является следствием формирования современного структурного плана за счет движений фундамента, что привело к одновременному подъему или погружению как тиманских, так и нижележащих вендских отложений.

### Формирование глубинных нефтегазоматеринских свит

Формирование нефтематеринских свит девонского нефтегазоносного комплекса осложнялось особенностями окислительно-восстановительной обстановки в диагенезе, что привело к формированию незначительного объема глинистой составляющей. Самым существенным показателем наличия нефтематеринских свит является плотность содержания органиче-

ского вещества ( $Q_{ov}$ ) в породах, по данному критерию можно судить о промышленном потенциале генерации углеводородов в отложениях [4]. Проведен расчет плотности современного содержания органического вещества  $Q_{ov}$  в породах по формуле

$$Q_{OV} = C_{орг} H d 10^7,$$

где

$C_{орг}$  – среднее (или средневзвешенное) содержание углерода в породах, %;

$H$  – толщина нефтегазоматеринских пород, км;

$d$  – плотность горных пород, г/см<sup>3</sup>.

По рассчитанным данным построена схематическая карта распределения плотности органического вещества (рис.2).

Плотность генерации нефти, рассчитанная современным объемно-генетическим методом с учетом типа органического вещества и степени его катагенетического преобразования, оказалась низкой для всех изученных разрезов – менее 64 тыс. т/км<sup>2</sup>. Плотность эмиграции нефти составляет от 0,1 до 2,0 тыс. т/км<sup>2</sup>, что значительно ниже критического пре-



вание нефтематеринских свит нефтей терригенного девона.

### **Генерация углеводородов**

Генерация углеводородов на всей территории края (по литературным источникам и по данным моделирования ОАО «КамНИИКИГС») началась в раннепермскую эпоху, когда нефтематеринские свиты вступили в главную зону нефтеобразования, температуры пласта в это время превышали 60<sup>0</sup>С. Необходимо отметить, что на юге Пермского края выделяются две зоны генерации с различными условиями, это центральная и восточная. По материалам Т.В. Карасевой и других исследователей, центральная часть соответствует подстадии катагенеза МК<sub>1</sub> и только небольшая восточная зона характеризуется МК<sub>2</sub>, что и является причиной улучшений свойств углеводородов в восточном направлении, так как чем выше стадия катагенеза при генерации нефтей, тем лучше ее свойства.

### **Флюидоупоры**

Наличие плотных непроницаемых пород – флюидоупоров является необходимым условием для существования залежей углеводородов. Принято считать, что для пород терригенного девона региональной покрывкой служат глинистые породы тимана, но хорошими экранящими свойствами обладают и породы доманикового горизонта. При этом четких параметров покрывки, гарантирующих сохранность залежи на всем времени ее существования, в литературе не описано. Одним из показателей качества покрывок может служить состав газа. Так, в газах терригенного девона наблюдается некоторое увеличение метана в направлении к Предуральскому прогибу, вероятно, в этом же направлении улучшаются изолирующие свойства покрывки.

### **Миграция и аккумуляция**

Известно, что эмиграция и миграция углеводородов начинаются практически

одновременно с периодом генерации. В данном случае этот процесс связан с раннепермской эпохой.

Вероятно, эмиграция углеводородов и формирование залежей связаны с вертикальной и субвертикальной миграцией вниз из зоны генерации в вышележащем комплексе. Поскольку, как известно (С.Г. Неручев и др., 2007), давление в уплотняющихся материнских породах при генерации нефти и газа превышает гидростатическое, обычно свойственное коллекторам, то часть генерированных углеводородов эмигрирует вниз по разрезу – в подстилающие коллекторские толщи. Диапазон такой эмиграции обычно незначителен, однако до 1/3 образовавшихся нефтей и газов может сосредотачиваться в толщах, лежащих ниже нефтегазогенерирующих пород. Такой вариант предлагается в последней официально утвержденной инструкции по оценке ресурсов углеводородов объемно-генетическим методом [3]. Не случайно значительное количество выявленных залежей в терригенном девоне обнаружено непосредственно под тиманской покрывкой. Вероятно, по описанному механизму сформировались залежи осевой зоны Камско-Кинельской системы впадин, в этой зоне из-за мощных толщ доманикитов шла генерация углеводородов повышенной интенсивности, а значит, и существовало наибольшее давление. К тому же именно в этом районе залежи расположены только в тиманских породах, непосредственно у подошвы нефтегазоматеринских свит, эти месторождения отличаются и отсутствием залежей вверх по разрезу. Данная особенность связана с отсутствием коллекторов в отложениях верхнего девона и карбона, так как во время формирования Камско-Кинельской системы впадин осевая зона характеризовалась максимальным прогибом, где шло отложение глинистых, битуминозных пород и отсутствовали рифы, типичные ловушки углеводородов. Условия литогенеза терригенного девона, напротив, способствовали отложению песчаников.

## Деструкция нефти

Нефти терригенного девона не подвергались тепловой деструкции, все имеющиеся данные отвергают вступление пород в подстадию МК<sub>4</sub> и выше.

## Критический момент

В процессе нефтегазоформирования существует так называемый критический момент – начало генерации углеводородов – и важно, чтобы к этому времени в комплексе уже существовали ловушки и флюидоупоры. Соблюдение данного условия необходимо для формирования залежей и месторождений нефти и газа.

## Заключение

Представленная модель основных этапов формирования нефтегазоносности терригенного девона на юге Пермского края является результатом длительной, тщательной обработки, обобщения и анализа геолого-геохимической информации. Полученные результаты принципиально меняют подходы к проведению поисковых геологоразведочных работ в девонском терригенном комплексе на юге Пермского края.

## Библиографический список

1. Карасева Т.В., Кожевникова Е.Е. О генезисе нефтей девонских терригенных отложений севера Урало-Поволжья // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: матер. юбил. конф., посвященной 80-летию геол. ф-та и 95-летию Перм. ун-та / гл. ред. Р.Г. Ибламинов; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь, 2011. С. 15–17.
2. Кожевникова Е.Е. Влияние условий седиментогенеза и диагенеза на формирование нефтематеринских пород и свит в терригенном девоне на юге Пермского края // Геология в развивающемся мире: матер. VI науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых с междунар. участием: в 2 т. / отв. ред. Е.Н. Батулин; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь, 2013. Т.1. С. 237–241.
3. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. ВНИГНИ. М., 2000. 189 с.
4. Родионова К.Ф. Органическое вещество и нефтематеринские породы девона Волго-Уральской нефтегазоносной области. М., 1967. 367 с.
5. Соснин Н.Е., Гецен Н.Г. Геолого-геохимическая характеристика девонских терригенных отложений в Удмуртской Республике // Вестник Пермского университета. Геология. 1999. Вып.3. С. 154–160.

# The Model of Oil and Gas Formation in the Devonian Terrigenous Deposits of the Southern Part of the Perm Krai

**E.E. Kozhevnikova**

Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia.

E-mail: eekozhevnikova@bk.ru

Oil and gas formation is a long multifactorial process, in which the main stages such as the formation of deep oil source rocks, the oil generation under deep geological conditions, seals formation, migration and accumulation of primary oil, and degradation of oil take place. For the purpose of prospecting and exploration of oil and gas fields, it is necessary to conduct a detailed study of each of these stages, and to determine specific characteristic features of the oil and gas accumulation process for each

territory. Such integrated approach allows effective conducting the prospecting and geological exploration of oil and gas deposits.

Key words: *terrigenous Devonian; oil and gas source rocks; organic matter; hydrocarbons; the south of Perm Kray; oil migration; fluid trap.*

## References

1. Karaseva T.V., Kozhevnikova E.E. 2011. O genezise neftey devonskikh terrigennykh otlozheniy severa Uralo-Povolzhya [About the oil genesis of Devonian clastic sediments at the north of the Ural-Volga region]. Proc. of conf. Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala. Perm.gos. nats. issled. univ., Perm, pp. 15–17. (in Russian)
2. Kozhevnikova E.E. 2013. Vliyanie usloviy sedimentogeneza i diageneza na formirovanie neftematerinskikh porod i svit v terrigennom devone na yuge Permskogo kraya [Influence of conditions of sedimentogenesis and diagenesis on the formation of oil source rocks in terrigenous Devonian in the south of the Perm kray]. Proc. of VI conf. Geologiya v razvivayushchemsya mire. Perm. gos. nats. issled. univ., Perm, 1:237–241. (in Russian)
3. Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoy i ekonomicheskoy otsenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii. [Methodical handbook for quantitative and economical evaluation of oil, gas, and condensate resources of Russia]. VNIFNI, Moskva, 2000, p. 189. (in Russian)
4. Rodionova K.F. 1967. Organicheskoe veshchestvo i neftematerinskie porody devona Volgo-Uralskoy neftegazonosnoy oblasti [Organic matter and oil source rocks of the Devonian of the Volga-Ural oil and gas province]. Moskva, p. 367. (in Russian)
5. Sosnin N.E., Getsen N.G. 1999. Geologo-geokhimicheskaya kharakteristika devonskikh terrigennykh otlozheviy v Udmurtskoy Respublike [Geological and geochemical characteristics of Devonian terrigenous sediments in the Udmurt Republic]. Vestnik Permskogo Universiteta. Geologiya. 3:154–160. (in Russian)