

**СООТНОШЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ  
И ТРЕХСЛОЙНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ  
(НА ПРИМЕРЕ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП)**

**Е.Б. Риле, С.А. Корнеева**  
**ИПНГ РАН, e-mail: [Rile@ipng.ru](mailto:Rile@ipng.ru)**

В нефтегазовой геологии в пределах осадочного чехла бассейна обычно выделяют несколько нефтегазоносных комплексов (НГК). Под этим термином, как правило, понимается часть геологического разреза, отличающаяся сходным литологическим составом от выше- и нижележащих пород, и содержащая нефть и газ в промышленных объемах. Иногда в понятие НГК вводится необходимость наличия флюидоупора [1, 10].

Понятие «природный резервуар» (ПР) являлось, в сущности, термином свободного пользования. По И.О. Броду – это вместилище для нефти, газа и воды, внутри которого они могут циркулировать. ПР характеризуется типом коллектора, емкостью, гидродинамическими условиями и энергетическим уровнем [2, 5, 9]. Сторонниками этого определения выделяются «пластовые, ограниченные на значительном протяжении в кровле и подошве плохо проницаемыми породами, а также массивные ПР, ограниченные со всех сторон плохо проницаемыми породами, с размерами, сопоставимыми в трех измерениях. Массивные ПР представлены рифовыми образованиями (и другими биогермами), структурными изгибами мощных толщ проницаемых пород, эрозионными и тектоническими выступами пород-коллекторов, ограниченными со всех сторон линзовидными ПР» и так далее. При таком определении, на наш взгляд, происходит смешение понятий «природный резервуар» и «ловушка». А.Н. Дмитриевский [3, 4] определяет природный резервуар как «единую систему двух противоположных по отношению к фильтрации флюидов объектов пород-коллекторов и пород-флюидоупоров, в которой отделение одного объекта от другого ведет к разрушению системы и переводу объектов на предшествующий уровень организации». Природные резервуары, по его мнению, объединяются в нефтегазоносный комплекс. А.Н. Дмитриевский считает, что ПР и НГК принадлежат к нефтегазовой ветви иерархии, в отличие от объектов, объединяемых в литолого-генетическую ветвь иерархии.

В теории трехслойного строения природных резервуаров, разработанной В.Д. Ильиным и другими исследователями [6, 8, 11], установлены следующие принципы выделения и разграничения ПР разных порядков. Природные резервуары состоят из трех элементов: верхнего – истинной покрышки (ИП), среднего – ложной покрышки (ЛП) и

нижнего – продуктивной части. Каждый ПР подстилается истинной покрывкой нижнего по отношению к нему резервуара этого же порядка. По площади распространения ПР бывают региональные, зональные и локальные.

Истинными покрывками являются пласты, не проницаемые для УВ, не имеющие проницаемых зон (или окон) над коллекторами в пределах локальных объектов (антиклинальных структур или неантиклинальных объектов). В любых структурных условиях ИП не имеют признаков нефтегазонасыщенности.

Ложные покрывки представляют собой совокупность слабопроницаемых пластов, залегающих под истинной покрывкой. ЛП не могут служить экраном для УВ. Очень часто ЛП несут признаки нефтегазонасыщенности.

Отличие трехслойных ПР от НГК заключается именно в отведении главной роли наличию истинных покрывок, то есть принципиальной способности этих геологических тел аккумулировать УВ при наличии ловушек. Часто в одном нефтегазоносном комплексе содержится несколько природных резервуаров, и наоборот: несколько нефтегазоносных комплексов образуют единый объединенный природный резервуар.

Рассмотрим на примере палеозойских отложений Волго-Уральской НГП соотношения между традиционно выделяемыми НГК и региональными трехслойными ПР, на которые концепция трехслойных природных резервуаров позволяет расчленить нефтегазоносную часть осадочного чехла. Строение Волго-Уральской НГП неоднородно – она охватывает крупнейшие тектонические элементы (Волго-Уральская антеклиза, Рязано-Саратовский прогиб, Предуральский краевой прогиб), резко различающиеся по мощности и полноте разреза осадочного чехла. При этом основные ПР и НГК у них общие и выделяются в девонско-нижнепермском стратиграфическом интервале. Отметим, что приведенное на рисунке сопоставление НГК и ПР носит обобщенный и схематичный характер. Основой для сопоставления послужил сводный разрез Волго-Уральской НГП (из [ 7] с изменениями).

Нижний традиционно выделяемый в этом регионе НГК – эйфельско-нижнефранский преимущественно терригенный (терригенный девон) – соответствует по меньшей мере двум региональным ПР: эйфельско-живетскому карбонатно-терригенному и живетско-нижнефранскому преимущественно терригенному. Стратиграфический интервал эйфельско-живетского карбонатно-терригенного ПР – от базальных слоев девона до

Фанерозойская		Пермская - Р		Верхний C <sub>3</sub>		Средний C <sub>2</sub>		Нижний C <sub>1</sub>		Верхний D <sub>3</sub>		Средний D <sub>2</sub>		Нижний D <sub>1</sub>		Живетский D <sub>1</sub>		Элементы трехслойных ПР																																																							
Энотема	система	Пермская - Р		Верхний C <sub>3</sub>		Средний C <sub>2</sub>		Нижний C <sub>1</sub>		Верхний D <sub>3</sub>		Средний D <sub>2</sub>		Нижний D <sub>1</sub>		Живетский D <sub>1</sub>		Элементы трехслойных ПР																																																							
Отдел	Ярус	Нижний P <sub>1</sub>		Верхний C <sub>3</sub>		Средний C <sub>2</sub>		Нижний C <sub>1</sub>		Верхний D <sub>3</sub>		Средний D <sub>2</sub>		Нижний D <sub>1</sub>		Живетский D <sub>1</sub>		Элементы трехслойных ПР																																																							
Подъярус	Надгоризонт	Нижний P <sub>1</sub>		Верхний C <sub>3</sub>		Средний C <sub>2</sub>		Нижний C <sub>1</sub>		Верхний D <sub>3</sub>		Средний D <sub>2</sub>		Нижний D <sub>1</sub>		Живетский D <sub>1</sub>		Элементы трехслойных ПР																																																							
Горизонт	НГК	Нижний P <sub>1</sub>		Верхний C <sub>3</sub>		Средний C <sub>2</sub>		Нижний C <sub>1</sub>		Верхний D <sub>3</sub>		Средний D <sub>2</sub>		Нижний D <sub>1</sub>		Живетский D <sub>1</sub>		Элементы трехслойных ПР																																																							
Литология	Элементы трехслойных ПР	Нижний P <sub>1</sub>		Верхний C <sub>3</sub>		Средний C <sub>2</sub>		Нижний C <sub>1</sub>		Верхний D <sub>3</sub>		Средний D <sub>2</sub>		Нижний D <sub>1</sub>		Живетский D <sub>1</sub>		Элементы трехслойных ПР																																																							
Региональные трехслойные ПР		Нижний P <sub>1</sub>		Верхний C <sub>3</sub>		Средний C <sub>2</sub>		Нижний C <sub>1</sub>		Верхний D <sub>3</sub>		Средний D <sub>2</sub>		Нижний D <sub>1</sub>		Живетский D <sub>1</sub>		Элементы трехслойных ПР																																																							
Иреньский ir	Верхнекаменноугольно-нижнепермский преимущественно карбонатный НГК	Кунгурский Pk	Аргунский P <sub>1a</sub>	Казанский P <sub>1b</sub>	Саранинский sn	Саргинский sr	Иргинский ig	Бурцевский br	Стерлитамакский st	Тастубский ts	Шиханский sh	Холодноложский hl	Мелеховский mh	Ногинский ng	Павлопосадский pp	Добрянтинский db	Дорогомилловский dr	Хамовичский hm	Кревкинский kr	Мячковский mē	Подольский rd	Каширский ks	Верейский vt	Мелекесский mk	Черемшанский čm	Прикамский rk	Северозылымский sk	Краснополянский kp	Заплатюбинский zp	Протвинский pr	Степешский st	Тарусский tr	Веневский vn	Михайловский mh	Алексинский al	Тулский tl	Бобриковский bb	Радаевский rd	Косвинский ks	Кизеловский kz	Черепетский čr	Утинский ur	Малевский ml	Гумеровский gm	Хованский ch	Озерский oz	Данковский dn	Лебедянский lb	Елецкий el	Задонский zd	Ливенский lv	Еклановский ev	Воронежский vt	Петинский pt	Семилукский sm	Саргавский sr	Тиманский tm	Пашийский ps	Муллинский ml	Ардатовский ard	Воробьевский vb	Черноярский cja	Мосоловский ms	Клищовский kl	Бийский bis	нижнепермский (ассельско-кунгурский) преимущественно карбонатный ПР	московско-верхнекаменноугольный преимущественно карбонатный ПР	визейско-верейский преимущественно карбонатный ПР	турнейско-визейский преимущественно терригенный ПР	верхнедевонско-нижнекаменноугольный (среднефранско-турнейский) преимущественно карбонатный ПР	живетско-нижнефранский преимущественно терригенный ПР	эйфельско-живетский карбонатно-терригенный ПР	визейско-ассельский преимущественно карбонатный ПР

истинная покрышка (ИП)
  ложная покрышка (ЛП)
  сложнопостроенная продуктивная часть - коллекторы со слабопроницаемыми прослоями

Принципиальная схема сопоставления нефтегазоносных комплексов и трехслойных природных резервуаров на сводном разрезе Волго-Уральской НГП

кровли муллинских глин. Продуктивная часть этого резервуара довольно изменчива – самые нижние слои имеют терригенный состав, вышележащие – переменчивые по составу преимущественно карбонатные эйфельские отложения, на юге НГП в этой части резервуара часто встречаются рифы, над ними – преимущественно терригенные живетские ЛП – слои глинистых алевролитов и глинистых известняков.

Живетско-нижнефранский преимущественно терригенный ПР состоит из продуктивной части – изменчивых по составу и мощности терригенных отложений с прослоями карбонатов, ИП – тиманские и саргаевские глины, ЛП – слои глинистых алевролитов.

Следующий НГК – верхнедевонско-нижнекаменноугольный (среднефранско-турнейский) преимущественно карбонатный (карбонатный девон), почти совпадает с верхнедевонско-нижнекаменноугольным (среднефранско-визейским) преимущественно карбонатным региональным ПР. Разница в верхней границе: нефтегазоносный комплекс кончается в кровле карбонатов, природный резервуар – в кровле перекрывающих их турнейско-визейских глин. Стратиграфический интервал ПР – от саргаевских до тульских отложений. Продуктивная часть резервуара начинается с подошвы нижнего среднефранского карбонатного коллектора и представлена карбонатами, часто рифовыми. Региональная ИП – глинистые породы турнейского и нижней части визейского ярусов, а ЛП – глинисто-алевритовая нижняя часть терригенных отложений верхнего турне и залегающие непосредственно под ними плотные карбонаты турне или фамена. В областях развития рифов глинистая турнейско-визейская толща, играющая роль истиной покрышки этого ПР, может иметь гидродинамические окна над высокоамплитудными рифами, рост которых продолжался в то время, когда на остальной территории уже началось накопление глин. На этих участках сформирован локальный объединенный среднефранско-визейский карбонатно-терригенный резервуар.

Нижнекаменноугольный терригенный НГК (терригенный карбон) почти совпадает с турнейско-визейским преимущественно терригенным региональным ПР. Разница снова состоит в границах, на этот раз в нижней границе. НГК имеет чисто литологические границы. В данном случае верхняя граница НГК, проходящая в кровле терригенных пород, и верхняя граница ПР, проходящая в кровле тульских глин ИП, – совпадают. А внизу граница ПР проходит по кровле ИП нижележащего ПР – то есть значительно выше подошвы НГК. Ложная покрышка, как правило, маломощная (1 – 3 м) или отсутствует.

Визейско-башкирский преимущественно карбонатный НГК в основном совпадает с визейско-верейским преимущественно карбонатным региональным ПР, отличаясь от него лишь нижней границей. Однако глинистая ИП верейского горизонта развита не по всей Волго-Уральской НГП, и на юге и юго-востоке у границ Волго-Уральской антеклизы с Прикаспийской синеклизой и южной частью Предуральяского краевого прогиба визейско-башкирский НГК соответствует нижней части визейско-ассельского единого преимущественно карбонатного регионального ПР, охватывающего диапазон от подошвы карбонатных коллекторов тульского горизонта (над глинами) до кровли глин в подошве ассельского яруса.

Верхний из рассматриваемых НГК – верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный – совпадает с частью московско-верхнекаменноугольного преимущественно карбонатного ПР. Его перекрывает нижнепермский (ассельско-кунгурский) преимущественно карбонатный ПР, развитый, в основном, на юге Волго-Уральской НГП, имеющий в подошве карбонатные коллекторы ассельского яруса и увенчивающийся ИП, представленной ангидритами и солями кунгура. Этот ПР имеет довольно мощную (40 – 100 м) ЛП, состоящую из переслаивающихся артинско-филипповских плотных карбонатов и ангидритов.

Безусловно, приведенное сопоставление очень схематично, однако оно, как нам кажется, наглядно показывает, что в настоящий момент традиционно понимаемые НГК, выделяющиеся в первую очередь по литологическому признаку, ближе к объектам литолого-генетической ветви иерархии, а трехслойные ПР действительно принадлежат к нефтегазовой ветви. Трехслойные природные резервуары УВ являются геологическими системами, определяемыми в нефтегазовой геологии как крупнейшие подразделения нефтегазоносной части осадочного чехла, контролирующее распределение залежей УВ. Выделение трехслойных природных резервуаров и ловушек в них – итог системных исследований бассейнов, приводящий к зональному и локальному прогнозу нефтегазоносности.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров А.А., Мальцева А.К. Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа. М.: Недра, 1985.
2. Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ. М.: Недра, 1991.

3. *Дмитриевский А.Н.* Системно-структурный анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. 1993. № 11. С. 3–5.
4. *Дмитриевский А.Н.* Бассейновый анализ (системный подход) // Геология нефти и газа. 1998. № 10. С. 18–26.
5. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии. М., 1998.
6. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре: Метод. рек. / В.Д. Ильин и др., М.: ВНИГНИ, 1982.
7. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Р.Х.Муслимов и др. Казань, 2007. Т. 1. 315 с.
8. Прогноз нефтегазоносности локальных объектов на основе выявления ловушек в трехчленном резервуаре: (Метод. указ.) / В.Д. Ильин и др. М.: ВНИГНИ, 1986.
9. *Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г.* Литология и литолого-фациальный анализ. М.: Недра, 1981.
10. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа / А.А. Бакиров и др. М.: Высш. шк., 1976.
11. *Хитров А.М., Ильин В.Д., Савинкин П.Т.* Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре: (Метод. рук.). М.: М-во природ. ресурсов РФ, М-во энергетики РФ, ВНИГНИ, 2002.