

## О характерных особенностях нефтидов в связи с процессами формирования залежей

С.А. Пуанова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
e-mail: [punanova@mail.ru](mailto:punanova@mail.ru)

Проведены исследования по оценке качественных особенностей флюидов, направленные на выявление закономерностей дифференциации свойств нефтидов при формировании залежей углеводородов (УВ) вне антиклинальных структур. В связи с исчерпаемостью запасов УВ, связанных с антиклинальными ловушками, основное внимание уделяется составу флюидов, приуроченных именно к неантиклинальным структурам – к ловушкам комбинированного строения. На конкретных примерах проанализированы физико-химические свойства, микроэлементный (МЭ) состав, фазовые состояния нефтидов в залежах, подвергшихся влиянию гипергенетических или катагенетических процессов, в регионах с возможно дополнительным притоком УВ (Ромашкинская группа месторождений Республики Татарстан), в кристаллическом фундаменте осадочных бассейнов. Результаты анализа дают возможность прогнозировать характерные особенности флюидов в ловушках разного типа на определенных уровнях процессов нефтеобразования, вторичного преобразования и разрушения скоплений, обусловленных в основном тектоническим режимом осадочного бассейна.

При длительной латеральной миграции на больших глубинах при хорошей изоляции от поверхностных агентов выветривания в литологически и стратиграфически экранированных ловушках обнаруживаются легкие нефти, обедненные МЭ, чаще никелевой специализации; возможны газоконденсатные скопления. На малых глубинах при плохих региональных или локальных покрышках в ловушках зон выклинивания и различного рода экранированных ловушек встречаются тяжелые, высоковязкие нефти гипергенно преобразованные, природные битумы с высокими концентрациями промышленно значимых металлов V, Ni, Co, Mo, Cd, U. При активном тектоническом режиме (тектонически-экранированные ловушки) в случае многофазности заполнения ловушек и при влиянии и подтоке глубинных (т.е. более катагенно преобразованных) флюидов возможно обнаружение легких нефтей никелевого типа или газоконденсатов, обогащенных элементами «магматических эманаций» – As, Hg, Al, B, редкоземельными элементами. Нефти, заполняющие комбинированные ловушки в кристаллическом фундаменте в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов, как правило, не отличаются особенностью своего состава по сравнению с нефтями в вышезалегающих или в соседствующих частях осадочного разреза.

**Ключевые слова:** комбинированные ловушки, залежь, тектонический режим, микроэлементный состав нефти, прогноз состава нефти, зоны гипергенеза, катагенез, фундамент

**Для цитирования:** Пуанова С.А. (2021). О характерных особенностях нефтидов в связи с процессами формирования залежей. *Георесурсы*, 23(4), с. 107–115. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.12>

### Введение

Процесс нефтидогенеза имеет сложный характер, обусловленный совместным взаимодействием экзогенных и эндогенных факторов, функционально связанных с геодинамической историей региона. Влияние этих процессов должно находить отражение в геохимическом облике генерированных флюидов, в частности в их микроэлементном (МЭ) составе, являющимся важным источником информации, а, следовательно, и определять генетический тип нефти на различных этапах формирования, сохранности и разрушения залежей. В настоящее время в нефтегазоносных бассейнах (НГБ) с длительной историей освоения ресурсов низка вероятность открытия крупных месторождений нефти и газа, приуроченных к антиклинальным структурам. В связи с этим, происходит переориентация на прогноз ловушек более сложного строения – комбинированных. Эта тенденция проявляется при поисках месторождений углеводородного (УВ) сырья на территории не только российских, но и многих зарубежных бассейнов. Именно поэтому в статье

проанализировано влияние геохимического фактора на свойства нефтидов в залежах различных НГБ мира, и прогнозируется их состав в комбинированных ловушках в связи с условиями формирования залежей.

### О ловушках комбинированного типа

Оценка перспектив нефтегазоносности невозможна без выявления характера и структуры ловушек. Предложено (Леворсен, 1970) выделять ловушки трех основных типов: структурные (ловушки антиклиналей и других структур, связанных с тектоническими деформациями (как пликативные, так и дизъюнктивные)), стратиграфические (стратиграфические, литологические, гидродинамические ловушки) и комбинированные. Необходимо уточнить и понятие ловушки: «Ловушка, в которой присутствует залежь нефти и/или газа, представляет собой участок недр, состоящий из коллекторов и примыкающих плохо проницаемых отложений, способный аккумулировать УВ в своей коллекторской части и заключающий в ее пределах залежь нефти и/или газа» (Оленин, 1977). Т.е., при оконтуривании ловушек и прогнозе скоплений следует учитывать, что не всякая ловушка станет залежью, обязательны условия для

сохранности скоплений. Более детальный обзор и анализ классификационных особенностей ловушек приведен в (Пуанова, 2020а; 2020б).

Как показывает мировая практика нефтегазопроисковых работ, на комбинированные ловушки приходится почти в 5 раз больше залежей, чем на коллектора-вместилища УВ, контролируемые одним ведущим фактором (литологическим, стратиграфическим, тектоническим, геодинамическим, гидрогеологическим и др.). Характерной особенностью ловушек комбинированного типа является сочетание структурной, литологической, стратиграфической, а также дизъюнктивной составляющих (Алексин и др., 1992). Степень участия тех или иных формирующих факторов отражена в названии соответствующих групп ловушек. Ловушки структурно-литологического типа обособляются при тектонической деформации выклинивающихся слоев, в том случае, если разлом проводящий, создающий консервацию. Эти ловушки и контролируемые ими залежи УВ располагаются обычно на крыльях и переклиналях антиклинальных складок, структурных носов, могут располагаться также в синклиналиях (если нет пластовой воды в коллекторе) и в пределах моноклинальных частей крупных структурных элементов. Структурно-стратиграфические ловушки также многочисленны, их форма определяется степенью размыва локальных и крупных поднятий, несогласно перекрытых непроницаемыми породами.

О значении оценки характера (типа) ловушек и их перспективности с точки зрения ресурсов УВ свидетельствуют исследования, проведенные группой специалистов (Dolson et al., 2018). Авторы показывают значимость в мировых запасах УВ сырья (выражены в ВВОЕ – накопленные запасы в миллиардах баррелей в нефтяном эквиваленте) открытия месторождений в ловушках различного типа на протяжении более столетия, т.е. с конца 1800-х годов и до наших дней. Результаты выражают взаимосвязь между совокупным ростом ресурсов по открытиям и пробуренным скважинам. К резким изначальным подъемам, вызванным открытиями на североамериканских, российских и ближневосточных территориях скоплений УВ, добавилось заметное изменение в 2000 годах, связанное с крупными запасами в

стратиграфических и комбинированных ловушках и обусловленное более широким применением сейсмических работ 3D. На это изменение первым обратил внимание Халбути (Halbouty, 2003), показав, что объемы ресурсов стратиграфических ловушек в 1990-х стали составлять 15 % от объемов ресурсов значимых бассейнов, что выше, чем 10 %-показатель на всем историческом протяжении до этого. Наибольшая концентрация гигантов выявлена на Ближнем Востоке, в Северной Америке и России, но почти каждый работающий нефтяной бассейн имеет потенциал для гигантских месторождений, в которых в настоящее время открываются залежи в сложных ловушках комбинированного типа (Dolson et al., 2018).

#### Оценка качественных особенностей флюидов в связи с условиями формирования залежей

Чтобы оценить свойства флюидов, обусловленные процессами формирования залежей, остановимся кратко на общих закономерностях, определяющих состав нефтей в процессе онтогенеза. В осадочном разрезе земной коры, согласно вертикальной эволюционной зональности образования УВ, связанной с увеличением глубины, температурного градиента, давления и типа исходной органики, происходит трансформация состава генерированных в их недрах УВ систем – от незрелых (тяжелых) на малых глубинах к преобразованным зрелым и сверхзрелым (легким) нефтям и конденсатам на больших глубинах (табл. 1).

Онтогенез нефтидов, охватывающий процессы генерации, аккумуляции, консервации и разрушения скоплений нефти и газа, обусловлен геодинамическим напряжением в земной коре, которое и является одним из решающих факторов, приводящих к разнообразию свойств нефтей и металлогенической специализации НГБ.

Анализ литературного и экспериментального материала по геологии и геохимии нефтидов НГБ мира различного тектонического строения (Чахмахчев и др., 1984; Бабаев, Пуанова, 2014; Пуанова, Виноградова, 2016; Пуанова, 2019а) достаточно определенно свидетельствует, что физико-химические свойства нефтей, УВ состав, содержания и соотношения в них МЭ определяются особенностями исходного органического вещества

Стадии литогенеза	Стадии катагенеза	Отражательная способность витринита, R°, %	Глубина, км	Палеотемпературы, °С	Разновидность залежи УВ	Химический тип нефти
Диагенез		0,25			Сухой газ	
Прото-катагенез	ПК <sub>1</sub>	0,30	0,2-1,4	25-50	Газогидраты	А-2
	ПК <sub>2</sub>	0,40			Гидротермальная нефть	
	ПК <sub>3</sub>	0,50			Незрелые нефть и конденсат	
Мезо-катагенез	МК <sub>1</sub>	0,65	1,4-2,0	50-90	Слабозрелая нефть	Б-2, А-2, А-1
	МК <sub>2</sub>	0,8	2,2-3,2	90-130	Зрелая нефть	А-2, А-1
	МК <sub>3</sub>	1,40	3,2-4,0	130-160	Сверхзрелая нефть	
	МК <sub>4</sub>	1,55	4,0-4,5	160-185	Жирный газ	А-1
	МК <sub>5</sub>	2,00		185-200	Конденсат	
Апо-катагенез	АК <sub>1</sub>	2,50		200-230		
	АК <sub>2</sub>	3,50	>5	>230	Сухой газ	
	АК <sub>3</sub>	4,70				

Табл. 1. Схема флюидогеохимической модели нефтегазобразования в осадочных бассейнах (по материалам Н.Б. Вассоевича, Ал.А. Петрова, С.Г. Неручева, О.К. Баженовой, К.Е. Peters, J.M. Moldowan и др.)

(ОВ), лито-фациальными условиями его захоронения, последующей аккумуляцией и разрушением скоплений, результатами геодинамических эндогенных и экзогенных процессов. Исходя из этого, генетический облик нефти, функционально связанный с геологической историей региона, в каждом типе бассейнов будет специфическим. В платформенных и геосинклинальных областях наблюдаются вполне отчетливые различия в темпах и масштабах генерации и миграции УВ, обусловленные чертами их строения и развития за счёт влияния геодинамических процессов в земной коре. Различия проявляются в абсолютных значениях и градиентах мощностей осадочного выполнения, температурных условиях, характере и степени дислоцированности пород, степени раскрытости и нарушенности структур (Кравченко, 2004).

Учитывая эти особенности бассейнов, охарактеризованы генетические модели нефтей в связи со стадиями онтогенеза по их фазовому состоянию, физико-химическим свойствам и степени их обогащенности МЭ и даны рекомендации по практическому использованию МЭ критериев нефтяных для оценки перспектив нефтегазоносности (Пуланова, 2017). Разработанная классификация нефтей НГБ по их обогащенности МЭ дает возможность прогнозировать состав флюидов в ловушках разного типа на определенных уровнях процессов онтогенеза. Нефти *главной зоны нефтеобразования* (ванадиевая металлогения) и нефти *ранней стадии генерации* (никелевая металлогения) в большей степени несут на себе влияние верхней осадочной коры, больше содержат хемофоссилий (Fingerprint) и элементов, характерных для исходного органического материала, т.е. V, Ni, Mo, Co и др. В зонах глубокого катагенеза при сильной дислоцированности территорий их тектоническая активность провоцирует формирование ловушек в большей мере неантиклинального, неструктурного, комбинированного типа. Именно в этом типе ловушек сосредоточены основные запасы месторождений УВ, открываемых в настоящее время (Dolson et al., 2018). Ловушки подобного типа могут быть насыщены нефтью повышенной катагенной преобразованности, они значительно подвержены процессам глубинной переработки. Кроме того, возможно претерпели и миграционные существенные изменения. Они содержат другой набор МЭ, токсичных и летучих, ассоциированных с более легкими нефтяными компонентами, вероятно, часть из которых связана с глубинными процессами в недрах земли (As, Hg, Al, Sb, B, Li, PЗЭ и др.). Залежи таких нефтей с низким содержанием асфальто-смолистых компонентов из глубоких горизонтов (более 4,5 км), могут характеризоваться хорошей изоляцией от поверхностных агентов деструкции. Описанные изменения могли происходить и непосредственно в самой залежи, расположенной в зоне высоких температур и давлений. В регионах гипергенного выветривания также часто преобладают нетрадиционные ловушки. Аномальное же обогащение нефтей зоны гипергенеза V, Ni, Mo, Re, Cd, Hg, U и другими элементами может объясняться как внутренними процессами (дегазацией, потерей легких фракций, химическим и биохимическим окислением), так и их эндогенным привнесением при воздействии интрузий и гидротерм на скопления асфальтовых битумов преимущественно в пределах складчатых областей (Уральская,

Корякско-Камчатская, Андийская и др.) и обогащением нефтей Hg, Cd, Sb газовых эманаций в зонах глубинных разломов (Предкарпатский прогиб, бассейны Калифорнии и др.) (Гольдберг, 1990; Пуланова, 2014).

В табл. 2 представлены прогнозируемые значения ряда показателей в предполагаемом типе ловушек для различных зон УВ скоплений в осадочных отложениях и породах кристаллического фундамента. Основываясь на установленных закономерностях онтогенеза УВ, можно трактовать наличие нефтей определенного геохимического типа в ловушках, закартированных в нефтегазоносных регионах на определенном уровне приведенной схемы и типизации нефтей по их обогащенности МЭ. Однако этот постулат будет справедлив, если ловушки заполнялись в одно время (период), и тогда нефти должны быть одного генетического типа, сообразно своему онтогенезу. Если геологическая история формирования ловушек более сложна, и их образование происходило в разные геологические эпохи, и источники нефти были разными, то можно констатировать многофазное заполнение ловушек нефтью нескольких генераций. В таких ситуациях возможен дополнительный подток УВ в уже сформировавшуюся ловушку, которая имеет, как правило, комбинированный, осложненный тип.

Рассмотрим далее на конкретных примерах особенности нефтей, сконцентрированных в комбинированных ловушках, приуроченных на малых глубинах к зонам гипергенеза, на больших глубинах в жестких термобарических условиях к зонам высокой стадии катагенеза, к регионам с возможно дополнительным притоком УВ и многостадийной заполняемостью, к разуплотненным массивам кристаллического фундамента осадочных бассейнов.

#### **Гипергенные и катагенные преобразования флюидов, влияние миграционных процессов**

Зоны накопления гипергенных нефтей приурочены, в основном, к крупным положительным структурам (сводам, мегавалам, валам), испытавшим интенсивные восходящие движения на заключительных этапах своего развития. Характер выклинивания пластов и образования гипергенных тяжелых нефтей и природных битумов на эрозионных врезках, а также изменение их плотности наглядно демонстрируют рис. 1 и 2.

Нефти палеогеновых отложений Афгано-Таджикской впадины, генетически связанные с карбонатной толщей бухарских слоев палеоцена Сурхандарьинской и Вахшской синклиналирных зон и южной частью Кафирниганской антиклинальной зоны в сложных литологически и стратиграфически экранированных ловушках, испытали интенсивное и длительное воздействие гипергенных факторов. Это тяжелые (плотность 0,970 г/см<sup>3</sup>), вязкие, смолисто-асфальтовые (43,2%) и сернистые (S = 5,2%) нефти с повышенными промышленными концентрациями большинства элементов. При активном проявлении гипергенных процессов по мере приближения к поверхности и выклинивания пластов они переходят в мальты и далее в асфальты (Сурхандарьинская зона). Нефти и особенно золы нефтей Афгано-Таджикской впадины обогащены относительно кларковых содержаний: V (в тысячу раз), Ni и Cu (в 100 раз), Co (в 10 раз), Cr (в 5 раз) (Пуланова, Сафранов, 1993).

Нефти Бузачинского свода Туранской плиты на территории Республики Казахстан являются гипергенно

Процессы нефтегазообразования и преобразования скоплений в различных зонах литогенеза	Глубина, км	Стадии катагенеза	Преобладающий тип скоплений	Преобладающий тип прогнозируемых ловушек	Физико-химич. свойства	МЭ состав (г/т), металлогения	Примеры нефтегазоносных областей (НГО), НГБ
Зона гипергенеза	До 2	МК <sup>1</sup> –МК <sup>1</sup>	Тяжелые нефти и природные битумы	Литологические и стратиграфически-экранированные, эрозийных выступов	$\rho = 0,953$ $S = 4,21$ $C+A = 29$	Обогащены МЭ $\sum V + Ni > 150$ $V > Ni > Fe$ ; $Fe > V > Ni$ ванадиевая или железистая	Татарский свод, Ухто-Ижемский вал, Лено-Тунгусский, Западно-Канадский, Восточно-и Западно-Венесуэльский НГБ, Южно-Таджикская депрессия
Зона катагенеза	3-5	МК <sup>3</sup> –МК <sup>1</sup>	Нефть, газоконденсат, нефте-газо-конденсат	Тектонически-экранированные, литологически-экранированные	$\rho = 0,800$ $S = 0,5$ $C+A = 5,0$	Обеднены МЭ $\sum V + Ni < 10$ $Ni > Fe > V$ никелевая	Нижнее Поволжье (Бузулукская впадина), Бухаро-Хивинская, Южно-Мангышлакская НГО
Участки многофазного заполнения ловушек	2–4	МК <sup>2</sup> –МК <sup>3</sup>	Нефть, нефтегазоконденсат, газ	Сложного комбинированного типа с образованием поднадвиговых ловушек выклинивания, литологического замещения и тектонически-экранированные	$\rho = 0,830$ $S = 0,8$ $C+A = 10$	Обеднены МЭ $\sum V + Ni = 15-50$ $Ni > V$ ; $V > Ni$ никелевая реже ванадиевая	Волго-Уральский НГБ, Татарский свод (сателлиты Ромашкинского поля), некоторые месторождения Восточного Предкавказья, Бузулукской впадины, Прикаспийской синеклизы
Выступы фундамента	1,5–4,0	МК <sup>2</sup> –МК <sup>1</sup>	Нефть, нефтегазоконденсат, газ	Комбинированного типа, местами тектонически экранированные в массивных трещиноватых кавернозно-ячеистых гранитных блоках	Повторяют свойства нефтей, залегающих в контактирующих осадочных толщах (при хорошей сохранности залежей и отсутствии вторичных изменений в них)		Кылулонгский (Вьетнам), Западно-Венесуэльский, группа месторождений Краснотенинского свода Западно-Сибирского НГБ, шельф Северного моря месторождение Ланкастер

Табл. 2. Прогнозируемые значения некоторых показателей свойств флюидов в ловушках различного типа в связи с процессами нефтегенерации, аккумуляции и разрушения залежи. МК, ПК и АК – мезо, прото и апокатагенез; усредненные данные:  $\rho$  – плотность нефти, г/см<sup>3</sup>; S – содержание серы, %; C+A – сумма смол и асфальтенов, %.

измененными. Они характеризуются как тяжелые (0,920–0,940 г/см<sup>3</sup>), высокоциклические, высокосмолистые (18–30 %), сернистые (до 2 %), высоковязкие (до 500 мПа·с), с температурой застывания 20–27 °С, недонасыщенные газом в пластовых условиях. Эти параметры возрастают от свода структур к контурам залежей. Вероятно, эти вторичные изменения нефтей произошли в залежи при нарушении консервации и влиянии водонефтяного контакта. Особенностью нефтей является повышенное содержание МЭ, имеющих промышленное значение. Ловушки, как правило, *тектонически и литологически экранированные* (Нукенов и др., 2001).

Проявление сорбционных процессов при восходящей миграции и влияние гипергенеза можно наблюдать при анализе МЭ состава и физико-химических свойств нефтей месторождений бассейна Потигуар Бразилии в комбинированных литологически экранированных ловушках (Duyc et al., 2008) с изначально низкими содержаниями МЭ. На рис. 3 показан характер изменения Ni, V, Co и Fe в нефтях месторождений, расположенных по линии

тренда на различном расстоянии от источника УВ. Так, до 57 км в процессе латеральной миграции вверх по восстановлению пласта наблюдается уменьшение содержания МЭ и высокосмолистых полярных компонентов, т.е. по мере продвижения фронта нефти по пласту в результате сорбции на породах асфальтово-смолистых компонентов и связанных с ними элементов. Изменяются их УВ характеристики, уменьшаются плотность нефтей, содержание V, Ni, Co и Fe. Далее до 104 км по линии тренда содержание элементов возрастает параллельно значительному утяжелению нефтей в результате гипергенных процессов. При этом отмечается некоторое возрастание содержаний V и Ni в асфальтеновой фракции (табл. 3).

Общая картина промышленно ванадиеносных нефтей с высоким содержанием ванадия и никеля, скапливающихся в комбинированных ловушках, отражена на рис. 4.

Направленность изменений ОВ пород и нефтей на больших глубинах в связи с катагенетическими процессами обусловлена их облегчением, потерей гетероатомных, асфальтово-смолистых компонентов, соответствующим

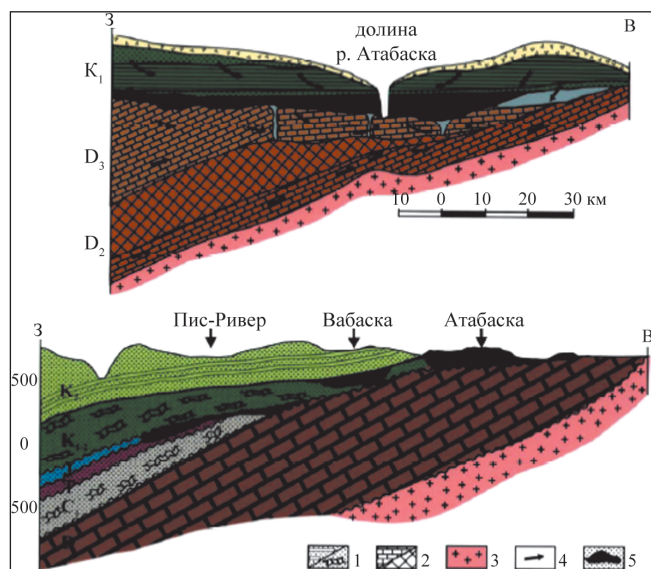


Рис. 1. Поперечные профили через поля нефтяных песков Атабаска, Вабаска и Пис-Ривер (Западно-Канадский НГБ) (по Пау, 1974; Лейден, Марион, 1997; заимствовано у Якуцени, 2005)). 1 – песчаники К, J, T и C<sub>1</sub>; 2 – девонская карбонатная толща; 3 – докембрийский кристаллический фундамент, 4 – направление движения подземных вод; 5 – зоны накопления битумов, мальт и тяжелых нефтей.

падением комплексобразующей способности и перераспределением МЭ и металлопорфириновых комплексов (МПК). Зрелая и сверхзрелая нефть отвечает мезо-катагенетической (МК) стадии с показателем отражательной способности витринита  $R_0 = 0,8-1,4\%$ . С этими стадиями связаны нефти химических типов А-1 (сверхзрелая) и А-2 (зрелая) (по классификации Ал.А. Петрова). Нефти легкие и очень легкие ( $\rho = 0,80-0,85 \text{ г/см}^3$ ), малосернистые ( $S = 0-0,2\%$ ), парафинистые и высокопарафинистые (7–40%), малосмолистые (0,3–10%), с высоким выходом светлых фракций (НК – 300 °С) от 50 до 100%, переходящие при ужесточении температур и давления в газоконденсатные скопления. В групповом составе фракций НК–430 °С доля алкановых УВ может достигать 90%. Во фракции 200–430 °С *n*-алканы (5–25%) доминируют над изопреноидными УВ (0,05–6,0%), содержание циклоалканов изменяется

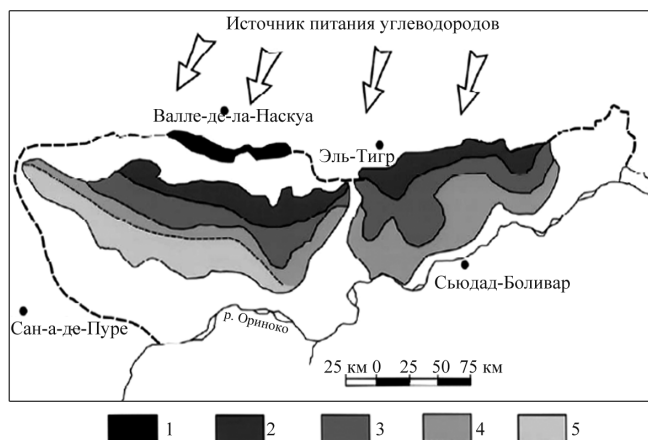


Рис. 2. Изменение плотности нефти и битумов в песках Оринокского битумного поля по мере удаления от источников питания (Маракайбский НГБ, Венесуэла) (Mendes, 2000). Зоны нефтей и природных битумов с различной плотностью ( $\text{г/см}^3$ ): 1 –  $> 0,934$ ; 2 –  $1,000-0,934$ ; 3 –  $1,076-1,025$ ; 4 –  $1,025-1,030$ ; вязкость битума – 5 –  $15000-100000 \text{ мПа}$ .

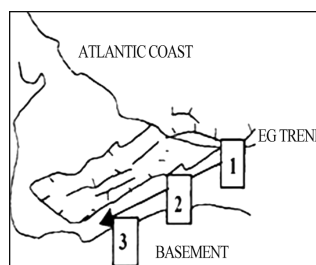
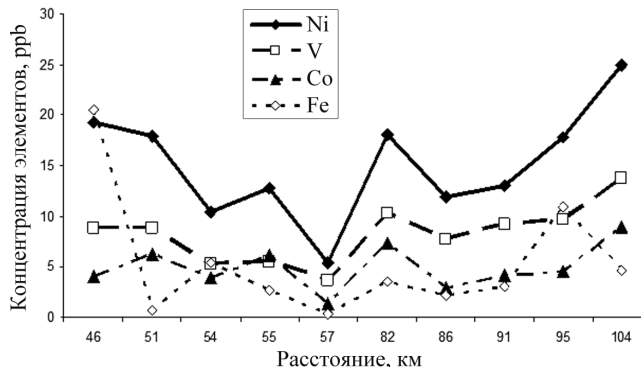


Рис. 3. Латеральная миграция нефтей вдоль тренда EG в НГБ Потигуар (Бразилия) и распределение в них МЭ (по аналитическим данным (Duysck et al., 2008))



от 15 до 45%, а ароматических УВ – от 10 до 70%.

Высокопреобразованные нефти в зонах катагенеза характеризуются низкими содержаниями «биогенных» элементов – V и Ni, суммарное содержание которых, как правило, меньше 10 г/т. Тип нефти – никелевый ( $\text{Ni} > \text{Fe} > \text{V}$ ). При этих процессах в нефтях накапливаются МЭ, которые связаны преимущественно с углеводородной частью, что приводит к увеличению в нефтях содержаний Cu, Fe и, в отдельных случаях, Pb и ряда других МЭ, и снижается концентрация V и Ni, ассоциированных с тяжелыми компонентами. Изменения нефтей под действием термоллиза и/или термокатализа могут происходить

Физико-химические параметры, УВ соотношения, МЭ	Значения параметров		
	расстояние от источника УВ, км		
	46 (1) *	54–57 (2)	104 (3)
Плотность, $\text{г/см}^3$	0,915	0,898–0,913	0,990
Глубина, м	500	300	~ 250
<i>n</i> -алканы	<i>n</i> -C <sub>5</sub> – <i>n</i> -C <sub>38</sub>	<i>n</i> -C <sub>13</sub> – <i>n</i> -C <sub>38</sub>	не детектируются
П/Ф	0,95	0,77–0,87	не детектируются
S/(S + R)	0,36	0,34–0,45	0,32
[C <sub>29</sub> ] ββ/(ββ+αα)	0,33	0,34–0,47	0,30
Гаммацерановый индекс: Гаммацеран x 100	72	64	77
Г <sub>30</sub>			
Г <sub>35</sub> /Г <sub>34</sub>	0,91	0,76–0,84	0,94
V, г/т	<u>**0,009</u> 0,063	<u>0,005–0,004</u> 0,06–0,07	<u>0,014</u> 0,08
Ni, г/т	<u>0,019</u> 0,15	<u>0,010–0,005</u> 0,16–0,12	<u>0,025</u> 0,19
Ni/V	<u>2,17</u> 2,40	<u>1,4</u> 2,7–1,7	<u>1,8</u> 2,4

Табл. 3. Характеристика исследованных нефтей бассейна Потигуар Бразилия по линии тренда (по аналитическим данным (Duysck et al., 2008)). \*Цифры 1, 2, 3 показывают расположение месторождений на тренде по направлению латеральной миграции (рис. 3); \*\*над чертой – содержание элемента в нефти, под чертой – в асфальтенах.

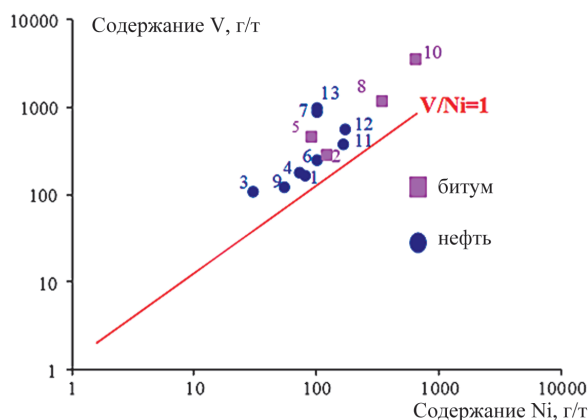


Рис. 4. Усредненные содержания V и Ni в гипергенно преобразованных нефтях и природных битумах. Регионы: Западно-Канадский НГБ: 1 – нефть, 2 – битум; 3 – НГБ Скалистых гор; Восточно-Венесуэльский (Ориноковский): 4 – нефть, 5 – битум; 6 – Тимано-Печорский НГБ; Волго-Уральский НГБ: 7 – нефть, 8 – битум; Лено-Тунгусский НГБ: 9 – нефть, 10 – битум; 11 – Южно-Мангышлакская НГО; 12 – Сурхан-Вахшский НГБ; 13 – Западно-Венесуэльский (Маракайбский) НГБ.

и непосредственно в залежи. Температуры 175–200 °С называют порогом фазового превращения нефти, выше которого жидкие УВ переходят в газообразное состояние и в высоко конденсированные ароматические соединения. При этом протекают реакции диспропорционирования водорода, гидрогенезации, изомеризации УВ (как структурных изомеров, так и эпимеров), деасфальтизации. Последняя представляет собой осаждение асфальтенов из нефти в пласте-коллекторе (в залежи) за счет увеличения содержания растворенного попутного газа и/или легких жидких УВ, которые поступают из главных зон конденсато- и нефтеобразования (ГЗК, ГЗН) смесей.

Изучение динамики изменения МЭ состава нефтей и ОВ пород, проводимое нами на примерах Волго-Уральского, Тимано-Печорского, Предкавказского, а также Паннонского (Венгрия) и других НГБ, показало, что по мере увеличения термодинамической превращенности нефтей происходит значительное уменьшение концентраций V и Ni и величин отношений ряда металлов – V/Fe, V/Cu, V/Pb, Ni/Cu и др., а также (V+Ni)/(Fe+Cu) и др. Величины этих отношений хорошо коррелируются со значениями такого геохимического показателя катагенетической превращенности УВ состава нефтей, как отношение циклогексанов к циклопентанам в бензиновой фракции. Результаты аналитических данных (МЭ определены в 60 пробах нефтей методом атомной абсорбции) показали, что отношение V/Fe и Ni/Cu (рис. 5), содержание в нефтях  $\sum(V+Ni)$ , а также величины отношений

ванадилпорофиринов к сумме смол и асфальтенов закономерно уменьшаются при переходе от платформенных районов Пермского Приуралья к Предуральскому прогибу в связи со значительным уменьшением содержаний V, Ni и МПК (Пуанова, Добрынина, 2018).

Именно такой облегченный состав нафтидов (где встречаются и газоконденсатные скопления) мы и наблюдаем в ловушках более сложного, чем на платформе комбинированного строения при анализе нефтегазосности краевых прогибов (Пуанова, 2019b). Установленная дифференциация состава МЭ, МПК, а также смолисто-асфальтеновых компонентов в нефтях платформы и прогиба обусловлена в значительной мере влиянием температурного (катагенетического) и тектонического факторов.

Показательны аналогичные тенденции изменения воздействия катагенеза на МЭ состав сингенетичных хлороформенных битумоидов, зафиксированные нами при изучении доманиковых отложений Тимано-Печорского НГБ, залегающих на разных глубинах (до 6000 м) и находящихся в условиях разных палеотемператур (от 100 до 230 °С, стадии преобразования МК<sub>1</sub>–АК<sub>1</sub>), имеющих сапропелевый состав (Чахмахчев и др., 1984). Выявлено, что по мере увеличения катагенеза  $\sum(V+Ni)$  снижается от 2400 до 160 г/т, отношение V/Fe – от 21,0 до 0,7, а V/Pb – от 130,0 до 4,7.

Анализ особенностей распределения МЭ в нефтях орогенного Паннонского НГБ (Венгрия), связанных с тектонически экранированными ловушками комбинированного типа, свидетельствует о том, что Co, V, Ni и Mo, находящиеся в ассоциации с полярными компонентами, показывают прямую зависимость от термического изменения нефтей, т.е. их содержание значительно убывает от нефтей наименьшей зрелости до высокозрелых. Связь концентраций Fe, Zn, As и Hg с термическими превращениями нефтей неоднозначна, более сложна, что связано с их приуроченностью к более легким нефтяным фракциям, и, возможно, наложением вторичных процессов. УВ состав нефтей из этих же отложений подтверждает характер их зрелости (Sajgo et al., 2009). Отмечается, что в периоды складкообразования и непосредственно после них могли быть высокие геотермические градиенты и интенсивный тепловой поток, в результате чего на некоторых месторождениях плиоценовые материнские породы нагреты до достаточно высокой температуры.

**Многофазное заполнение комбинированных ловушек нефтью (на примере Ромашкинской группы месторождений)**

Если геологическая история формирования ловушек достаточно сложна, и их заполнение происходило в разные

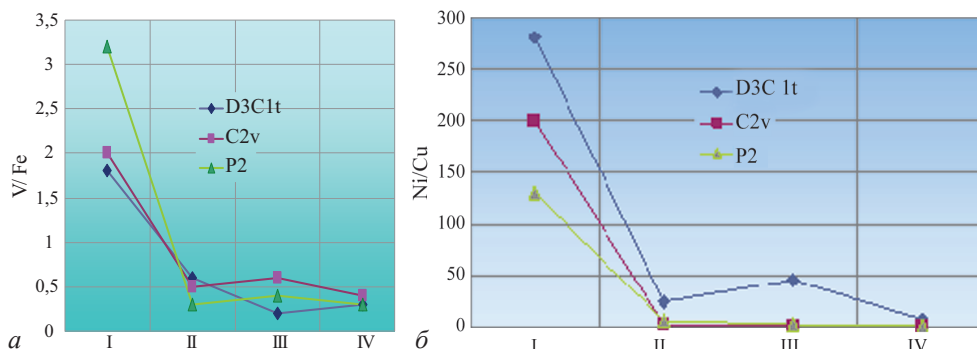


Рис. 5. МЭ показатели степени зрелости нефтей из из отложений разновозрастных нефтегазосных комплексов Пермского Приуралья в связи с их различным структурным положением и палеотемпературами: а) V/Fe; б) Ni/Cu. I – Башкирский и Пермский своды,  $t_{палео} = 100–145$  °С; II – Соликамская впадина,  $t_{палео} = 145–170$  °С; III – Косьювско-Чусовская седловина,  $t_{палео} = 170–190$  °С; IV – Юрюзано-Сылвенская впадина,  $t_{палео} = 190–250$  °С).

геологические эпохи вплоть до настоящего времени, то можно констатировать многофазное заполнение ловушек нефтью нескольких генераций.

О сложном строении комбинированного типа ловушек на площади Ромашкинской группы месторождений дает представление модель геологического строения пашийского горизонта ( $D_3ps$ ) Азнакаевской площади (Лощева и др., 2017). Согласно существенно измененной авторами предыдущей модели (Муслимов, 2011), вместо слоистого разреза с пликвативным характером поверхностей пластов, предлагается разрез с совокупностью различных фаций, закономерно распределённых как по площади, так и по разрезу, осложненный межблоковыми разломами субмеридионального и субширотного простираний.

Данные по составу МЭ нефтей Ромашкинской группы месторождений, имеющих сложное тектоническое строение, и выявленные ранее корреляционные зависимости между МЭ составами различных геохимических субстанций и, в частности, с составом земной коры различного уровня (Пуланова, Родкин, 2019) могут подтвердить факт дополнительного притока УВ из более глубоких горизонтов, либо из зон, более прогретых, подверженных значительным гидротермальным и деструктивным процессам в зонах усиления геодинамического влияния. Этот факт является важным звеном успешного освоения нефтегазовых месторождений. Нельзя исключать и влияние процессов разрушения изверженных отложений Предуральского горного массива и внедрение высокомиграционных элементов в глубинные растворы. Здесь в зонах формирования нетрадиционных ловушек (как правило, это неструктурные залежи *сложного комбинированного типа с образованием поднадвиговых ловушек выклинивания, литологического замещения и тектонически-экранированных*) возможно и образование коллекторов-ловушек в разуплотненных массивах древнего фундамента, в трещиноватых гранитных блоках, куда возможен подток глубинных флюидов с оригинальным составом МЭ. Можно прогнозировать легкие нефти метанового основания, с высоким газовым фактором. Заполняются и, возможно, будут заполняться подобные ловушки нефтью никелевой специализации с характерным, для высокопреобразованных флюидов зон повышенного катагенного влияния, набором миграционно подвижных элементов (As, Hg, Eu, La, Nb). Отмечено, что содержания этих МЭ в нефтях не коррелируют с концентрациями биогенных элементов, таких как V, Ni, Mo, Co (Пуланова, Родкин, 2019).

### Нефти эрозионных выступов фундамента

Примером нефтей месторождений, локализованных в разуплотненных порово-кавернозных выступах кристаллического фундамента, в трещиноватых гранитных блоках-коллекторах сложного типа, местами тектонически экранированных, служат Белый Тигр (Вьетнам), Мара и Западная Мара (Венесуэла), а также группы месторождений Краснотенинского свода Западной Сибири и др. (Пуланова и др., 2018; Керимов и др., 2019; Юрова и др., 2019). Основным источником нефти в залежах кристаллического фундамента является ОВ нефтематеринских осадочных толщ, облегающих выступы фундамента. Именно поэтому, геохимические особенности флюидов месторождений фундамента подчиняются тем же закономерностям,

что и нефти, залегающие в осадочных толщах НГБ. И в осадочном обрамлении кристаллического массива всегда имеются нефтематеринские свиты – источники нефтей в фундаменте.

### Заключение

С позиции теории онтогенеза нафтидов показана возможность прогнозировать физико-химические свойства, УВ состав, металлогеническую специализацию и фазовое состояние флюидов, мигрирующих и скапливающихся в ловушках. Комбинированные, т.е. неантиклинальные неструктурные сложно построенные ловушки становятся главным звеном оценки нефтегазоносности территорий, а геохимический прогноз качества добываемого УВ сырья в них приобретает большой практический смысл. Привязка искомой ловушки к шкале зональности, т.е. глубинам, тектоническим элементам, стадиям катагенеза, особенностям геодинамического режима бассейна, и будет определять геохимический тип флюидов, формирующих залежь.

Типизация нефтей по содержанию «биогенных» МЭ выявила в процессе нафтидогенеза существенные отличия нефтей ранней генерации от гипергенно измененных. Незрелые нефти обеднены МЭ и образуют провинции никелевой металлогении. Гипергенно преобразованные нефти и генетически связанные с ними природные битумы отличаются высокими, вплоть до промышленных, концентрациями МЭ и создают металлогенические провинции ванадиевого типа. Существование нефтей с различной металлогенией связано с составом исходного ОВ и с вторичными процессами преобразования УВ флюидов в ходе геологической истории развития НГБ.

1. В ловушках *литологически и стратиграфически экранированных, ловушках эрозионных врезов* на малых глубинах при плохих региональных или локальных покрывках, при приближении к поверхности и влиянии поверхностных агентов биодegradации встречены нефти гипергенно преобразованные, переходящие при усилении гипергенеза и выветривания в природные битумы. Нафтиды характеризуются высокой плотностью, высокими концентрациями смолисто-асфальтеновых компонентов и обогащены микроэлементами V, Ni, Co, Mo, Cd и др., являющимися не только промышленно значимыми, но и потенциально токсичными, представляющими при разработке месторождений экологическую опасность. Нафтиды ванадиевого или железистого типов ( $V/Ni > 1$ ;  $Fe/V > 1$ ), развиты в бассейнах древних и молодых плит, но могут быть связаны с тектонически мобильными областями земной коры, рифтовыми зонами, авлакогенами.

2. В ловушках *литологически или/и стратиграфически экранированных, часто с тектоническим ограничением* при длительной латеральной миграции, в связи с потерей асфальтово-смолистых компонентов и связанных с ними МЭ (V, Ni, Co, Mo, Cd, U и др.), на больших глубинах при хорошей изоляции от поверхностных агентов выветривания в зонах высокой катагенетической преобразованности прогнозируется обнаружение легких нефтей метанового основания, обедненных смолами, асфальтенами, МЭ, чаще никелевой специализации ( $V/Ni < 1$ ), возможны нефтегазоконденсатные скопления. На этих же глубинах в жестких термобарических условиях повышенного катагенеза в комбинированных с преобладанием

тектонически-экранированных ловушек при активном геодинамическом режиме региона возможно обнаружение легких нефтей никелевого типа или газоконденсатов, обогащенных элементами глубинного происхождения – As, Hg, Al, В, Ag, Pb, Се, и других редкоземельных элементов, наиболее миграционно способных. Это бассейны латерально-гетерогенные (пограничных и межскладчатых впадин), окраинные впадины в теле древних и молодых плит, граничащих с областями альпийской складчатости.

3. В сложных комбинированных ловушках литологически, стратиграфически, тектонически экранированных с влиянием надвиговых и поднадвиговых процессов при возможном переформировании залежей и при этом влиянии и подтоке глубинных (т.е. более катагенно преобразованных) флюидов встречаются как нефти, так и газоконденсатные скопления (при ужесточении термобарических условий). Высокие корреляционные зависимости МЭ состава нефтей с составом более глубинных отложений земной коры свидетельствуют о многофазности заполнения ловушек. Нефти легкие, никелевого типа, с низкими концентрациями основных биогенных элементов (V, Ni, Co, Cr, Mo, Cu и др.) при превалянии более глубинных (La, Sm, Se, Li, Al, В и др.).

4. Нефти, заполняющие комбинированные ловушки сложного типа, на больших площадях, как правило, разбитых на блоки со значительным количеством тектонических нарушений в разуплотненных порово-кавернозных коллекторах кристаллического фундамента в пределах платформенных НГБ, по своему составу практически не отличаются от состава нефтей в вышележающих или соседствующих частях осадочного разреза и, как правило, полностью повторяют их геохимические особенности.

Характеристика качества нефти и, в частности, ее металлогения в прогнозируемых ловушках – важнейший компонент при оценке рентабельности разработки месторождения. В зависимости от состава добываемого сырья и содержания металлов в нем, может меняться методика разведки и разработки, технология переработки, и должны осуществляться различные мероприятия по охране окружающей среды.

## Финансирование

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

## Литература

- Алексин А.Г., Гогоненков Г.Н., Хромов В.Т. и др. (1992). Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложноэкранированного типа. Ч.1. Геологические основы поисков скоплений углеводородов в ловушках сложного экранирования. М.: ВНИИОЭНГ, 231 с.
- Бабаев Ф.Р., Пуанова С.А. (2014). Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтей. М.: Недра, 181 с.
- Гольдберг И.С. (1990). Нафтаметаллогенические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжелых нефтях и битумах. *Геология нефти и газа*, 3, с. 2–7.
- Керимов В.Ю., Леонов М.Г., Осипов А.В. и др. (2019). Углеводороды в фундаменте шельфа Южно-Китайского моря (Вьетнам) и структурно-тектоническая модель их формирования. *Геотектоника*, 1, с. 44–61.
- Кравченко К.Н. (2004). Бассейновая основа общей теории нафтидогенеза. М.: НИА Природа, 66 с.
- Леворсен А. И. (1970). Геология нефти и газа. М.: Мир, 640 с.
- Лошева З.А., Магдеев М.Ш., Агафонов С.Г., Федотов М.В., Магдеева

- О.В. (2017). Новый взгляд на геологическое строение пашийского горизоннта (D<sup>3</sup>ps) Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения нефти. *Георесурсы*, 19(1), с. 21–26. <https://doi.org/10.18599/grs.19.1.4>
- Муслимов Р.Х. (2011). КИН – его прошлое, настоящее и будущее на месторождениях России. *Бурение и нефть*, 2, с. 12–16.
- Нукенов Д., Пуанова С.А., Агафонова З.Г. (2001). Металлы в нефтях, их концентрация и методы извлечения. М.: ГЕОС, 77 с.
- Оленин В.Б. (1977). Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. М.: Недра, 218 с.
- Пуанова С.А. (2014). Гипергенно преобразованные нафтиды: особенности микроэлементного состава. *Геохимия*, 1, с. 64–75.
- Пуанова С.А. (2017). Прикладная металлогения нафтидов. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 2(17).
- Пуанова С.А. (2019а). Микроэлементы нафтидов нефтегазоносных бассейнов. *ДАН*, 488(5), с. 103–107.
- Пуанова С.А. (2019б). Углеводородные системы краевых прогибов древних платформ. *Экспозиция Нефть Газ*, 2(69), с. 20–24.
- Пуанова С.А. (2020а). О некоторых классификационных особенностях неантиклинальных ловушек и актуальности их выявления. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 12(348), с. 4–9. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-12\(348\)-4-9](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-12(348)-4-9)
- Пуанова С.А. (2020б). Актуальность картирования неантиклинальных ловушек и особенности их классификаций. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 3(30), с. 13–25.
- Пуанова С.А., Виноградова Т.Л. (2016). Сравнительная характеристика природных углеводородных систем различного генезиса. *Нефтехимия*, 56(4), с. 326–336.
- Пуанова С.А., Добрынина С.А. (2018). Трансформация состава микроэлементов и металлопорфириновых комплексов нефтей в зоне катагенеза. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 12, с. 35–39. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-12-35-39>
- Пуанова С.А., Родкин М.В. (2019). Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобилитов. *Георесурсы*, 21(3), с. 14–24. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>
- Пуанова С.А., Сафранов Т.А. (1993). Металлоносность нефтей Афгано-Таджикской впадины. *Нефтехимия*, 33(6), с. 510–518.
- Пуанова С.А., Шустер В.Л., Нго Л.Т. (2018). Особенности геологического строения и нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири и фундамента Вьетнама. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 16–19.
- Чахмахчев В.А., Пуанова С.А., Лосицкая И.Ф. (1984). Геохимия микроэлементов в нефтегазопосковской геологии. Обзорная информация. *Сер. Нефтегазовая геология и геофизика*. М.: ВНИИОЭНГ, 55 с.
- Юрова М.П., Добрынина С.А., Селиверстова М.Е. (2019). Основные механизмы формирования залежей углеводородов в эрозийных выступах фундамента. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 1(24).
- Якуцени С.П. (2005). Распространенность углеводородов, обогащенных тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. СПб: Недра, 372 с.
- Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. (2018). Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. Search and Discovery Article #60054. [https://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx\\_dolson.pdf](https://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf)
- Duyck C., Miekeley N., Fonseca T.C.O., Szatmari P., Neto E.V. (2008). Trace element distributions in biodegraded crude oils and fractions from the Potiguar Basin, Brazil. *Journal of the Brazilian Chemical Society*, 19(5), pp. 978–986. <https://doi.org/10.1590/S0103-50532008000500025>
- Halbouty M. T. (2001). Giant oil and gas fields of the decade 1990–2000. AAPG convention, Denver, Colorado. <https://www.searchanddiscovery.com/documents/halbouty03/>
- Mendes J.Z., (2000). Occurrence and Geology of Venezuelan extra heavy crude soil, bitumen, and natural asphalt. Coll. papers: Unconventional sources of hydrocarbon raw materials, their distribution and development problems. St.Petersburg: VNIIGRI, pp. 39–49.
- Sajgo Cs., Olsen S.D., Fekete J. (2009). Distribution of the trace metals in petroleum of different maturity levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 73(13), p. 1147.

## Сведения об авторе

Светлана Александровна Пуанова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН  
Россия, 119333, Москва, Губкина, д. 3

Статья поступила в редакцию 10.09.2020;  
Принята к публикации 13.09.2021; Опубликована 30.11.2021



## About characteristic features of naphthides in connection with the process of formation of deposits

S.A. Punanova

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation, e-mail: punanova@mail.ru

**Abstract.** Studies have been carried out to assess the qualitative features of fluids, aimed at identifying the regularities in the differentiation of the properties of naphthides during the formation of hydrocarbon deposits outside anticlinal structures. Due to the exhaustion of hydrocarbon reserves associated with anticlinal traps, the main attention is paid to the composition of fluids confined specifically to non-anticlinal structures – to traps of a combined structure. Physicochemical properties, trace element (TE) composition, phase states of naphthides in deposits affected by hypergenetic or catagenetic processes have been analyzed using specific examples; in regions with a possible additional inflow of hydrocarbons (Romashkino group of fields in the Republic of Tatarstan); in the crystalline basement of sedimentary basins. The results of the analysis make it possible to predict the characteristic features of fluids in traps of various types at certain levels of the processes of oil formation, secondary transformation and destruction of accumulations, mainly due to the tectonic regime of the sedimentary basin. With prolonged lateral migration, at great depths with good isolation from surface weathering agents, light oils, depleted in TE, more often of nickel specialization, are found in lithologically and stratigraphically screened traps, and gas condensate accumulations are possible. At shallow depths with poor regional or local seals, heavy, highly viscous hypergene-transformed oils, natural bitumens with high concentrations of industrially significant metals V, Ni, Co, Mo, Cd, U were found in traps of pinch-out zones and various types of trap screening (tectonically-screened traps) with a multiphase filling of traps and, at the same time, the influence and inflow of deep ones, i.e. more catagenetically transformed fluids, it is possible to detect light oils of the nickel type or gas condensates enriched with elements of “magmatic emanations” – As, Hg, Al, B, rare earth elements. Oils filling combined traps in the crystalline basement within platform oil and gas basins, as a rule, do not differ in their compositional peculiarities in comparison with oils in overlying or adjacent parts of the sedimentary section.

**Keywords:** combined traps, reservoir, tectonic regime, trace element composition of oil, forecast of oil composition, zones of hypergenesis, catagenesis, basement

**Recommended citation:** Punanova S.A. (2021). About characteristic features of naphthides in connection with the process of formation of deposits. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 107–115. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.12>

### References

- Aleksin A.G., Gogonenkov G.N., Khromov V.T. et al. (1992). Methods of prospecting for oil and gas deposits in complex-screened traps. Part 1. Geological foundations of the search for hydrocarbon accumulations in complex screening traps. Moscow: VNIIOENG, 231 p. (In Russ.)
- Babaev F.R., Punanova S.A. (2014). Geochemical aspects of trace element composition of oils. Moscow: Nedra, 181 p. (In Russ.)
- Chakhmakhchev V.A., Punanova S.A., Lositskaya I.F. (1984). Geochemistry of trace elements in oil and gas exploration geology. Survey information. Moscow: VNIIOENG, 55 p. (In Russ.)
- Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. (2018). Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. Search and Discovery Article #60054. [https://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx\\_dolson.pdf](https://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf)
- Duyck C., Miekeley N., Fonseca T.C.O., Sztatmari P., Neto E.V. (2008). Trace element distributions in biodegraded crude oils and fractions from the Potiguar Basin, Brazil. *Journal of the Brazilian Chemical Society*, 19(5), pp. 978–986. <https://doi.org/10.1590/S0103-50532008000500025>
- Goldberg I.S. (1990). Naphthametallogenic provinces of the world and the genesis of ore concentrations in heavy oils and bitumen. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 2–7. (In Russ.)
- Halbouty M. T. (2001). Giant oil and gas fields of the decade 1990–2000. AAPG convention. <https://www.searchanddiscovery.com/documents/halbouty03>

Kerimov V.Yu. et al. (2019). Hydrocarbons in the basement of the shelf of the South China Sea (Vietnam) and the structural-tectonic model of their formation. *Geotectonics*, 1, pp. 44–61. <https://doi.org/10.31857/S0016-853X2019144-61>

Kravchenko K.N. (2004). Basin basis of the general theory of naphthidogenesis. Moscow: Priroda, 66 p. (In Russ.)

Levorsen A.I. (1967). *Geology of Petroleum*. <https://doi.org/10.1306/SP812>

Loscheva Z.A. et al. (2017). A New Look at Geological Structure of Pashian Horizon (D3ps) of Aznakaevskaya Area, Romashkinskoye Oil Field. *Georesursy = Georesources*, 19(1), pp. 21–26. <https://doi.org/10.18599/grs.19.1.4>

Mendes J.Z., (2000). Occurrence and Geology of Venezuelan extra heavy crude soil, bitumen, and natural asphalt. Coll. papers: Unconventional sources of hydrocarbon raw materials, their distribution and development problems. St.Petersburg: VNIGRI, pp. 39–49.

Muslimov R.Kh. (2011). Oil recovery factor – its past, present and future in the fields of Russia. *Burenie i nefi*, 2, pp. 12–16. (In Russ.)

Nukenov D., Punanova S.A., Agafonova Z.G. (2001). Metals in oils, their concentration and extraction methods. Moscow: GEOS, 77 p. (In Russ.)

Olenin V.B. (1977). Oil and geological zoning according to the genetic principle. Moscow: Nedra, 218 p. (In Russ.)

Punanova, S.A. (2014). Supergene transformed naphthides: Peculiarities of trace-element composition. *Geochem. Int.*, 52, pp. 57–67. <https://doi.org/10.1134/S0016702913110086>

Punanova S.A. (2017). Applied metallogeny of naphthides. *Aktualnye problemy nefi i gaza*, 2(17). (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-17.art2>

Punanova S.A. (2019a). Trace elements of naphthides of oil and gas bearing basins. *DAN*, 488(5), pp. 103–107. (In Russ.). <https://doi.org/10.31857/S0869-56524885534-538>

Punanova S.A. (2019b). Hydrocarbon systems of foredeeps of ancient platforms. *Expozitsiya Nefti Gas*, 2(69), pp. 20–24. (In Russ.)

Punanova S.A. (2020a). On some classification features of non-anticlinal traps and the relevance of their identification. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 12(348), pp. 4–9. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-12\(348\)-4-9](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-12(348)-4-9)

Punanova S.A. (2020b). Relevance of mapping non-anticlinal traps and features of their classifications. *Aktualnye problemy nefi i gaza*, 3(30), pp. 13–25. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art2>

Punanova, S.A., Vinogradova, T.L. (2016). Comparative characterization of natural hydrocarbon systems of various genesis. *Pet. Chem.* 56, pp. 562–571. <https://doi.org/10.1134/S0965544116070148>

Punanova S.A., Dobrynina S.A. (2018). Transformation of the composition of trace elements and metalloporphyrin complexes of oils in the catagenesis zone. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 12, pp. 35–39. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-12-35-39>

Punanova S.A., Rodkin M.V. (2019). Comparison of the contribution of differently depth geological processes in the formation of a trace elements characteristic of caustobiolites. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 14–24. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>

Punanova S.A., Safranov T.A. (1993). Metal content of crude oils from the Afghan-Tajik depression. *Neftekhimiya*, 33(6), pp. 510–518. (In Russ.)

Punanova S.A., Shuster V.L., Ngo L.T. (2018). Features of the geological structure and oil and gas content of the pre-Jurassic deposits of Western Siberia and the basement of Vietnam. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 16–19. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-10-16-19>

Sajgo Cs., Olsen S.D., Fekete J. (2009). Distribution of the trace metals in petroleum of different maturity levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 73(13), p. 1147.

Yurova M.P., Dobrynina S.A., Seliverstova M.E. (2019). The main mechanisms of the formation of hydrocarbon deposits in the erosional ledges of the basement. *Aktualnye problemy nefi i gaza*, 1(24). (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art7>

Yakutseni S.P. (2005). The prevalence of hydrocarbons enriched in heavy trace elements. Assessment of environmental risks. St. Petersburg: Nedra, 372 p. (In Russ.)

### About the Author

Svetlana A. Punanova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences. 3 Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 10 September 2020;

Accepted 13 September; Published 30 November 2021