

ГЕОХИМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОНЦЕПЦИИ «ЮРСКОГО ИСТОЧНИКА» ЗАЛЕЖЕЙ УВ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

¹Коржов Ю.В., ¹Кузина М.Я., ²Исаев В.И., ²Лобова Г.А.

¹Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Обосновывается концепция «главного источника», формирующего залежи в доюрском основании: основным источником УВ для залежей доюрского комплекса в пределах месторождений центральной части Западной Сибири являются низы тюменской свиты, вероятно, тогурские материнские отложения. Вклад основного (юрского) источника и вклад дополнительного (доюрского) источника УВ в формирование залежи составляет 98 % и 2 %, соответственно.

Модель межпластовой миграции нефтяных углеводородов в разрезе юрского и доюрского комплексов

В результате изучения распределения углеводородов (УВ) в породах юрского и доюрского комплексов Рогожниковской группы месторождений получены данные, достаточные для определения набора углеводородных показателей миграции, установления ее направленности. Пространственная геохимическая модель меж- и внутрипластовой вертикальной миграции приведена на рис. 1 В геохимической модели межпластовой миграции нефтяных УВ можно отметить следующее [1, 2 и др.].

1. *Зона юрского нефтепроявления* сформирована в результате межпластовых перетоков из низов среднеюрского отдела (низ тюменской свиты) и из верхних отделов тутлеймской (баженовской) свиты. Миграция из низов тюменской свиты происходит как в вышележащие пласты, заполняя углеводородами юрский комплекс до абалакской свиты, так и в нижележащие триасовые вулканогенно-осадочные породы, насыщая выветрелые и гидротермально проработанные эффузивы и прослои аргиллита.

2. Расстояние проходимое восходящими потоками от тюменской до абалакской свиты составляет около 100 м. Выше абалакского флюидоупора в юрской зоне нефтепроявления начинает доминировать органика тутлеймской (баженовской) и абалакской свит.

3. *Расстояние нисходящей миграции УВ от низов тюменской свиты в триасовые слои составляет 250–270 м, контролируется литологией и ФЕС пород.* Нисходящее перемещение наблюдается только в пределах зоны с признаками вторичного изменения пород. По нижней и верхней границам триасовой зоны тектонической трещиноватости, вторичных метасоматических изменений и гидротермальной проработки накапливаются значительные количества тяжелого битуминозного вещества (молекулы УВ выше C₂₂), близкого по составу нефтяным маслам, смолам.

4. Ниже зоны дезинтеграции (глубины ниже 2900 м), в плотных кислых вулканитах, фиксируется сингенетичный битумоид. Потока мигрирующих веществ не зафиксировано ни по градиенту концентрации веществ, ни по углеводородным показателям миграции.

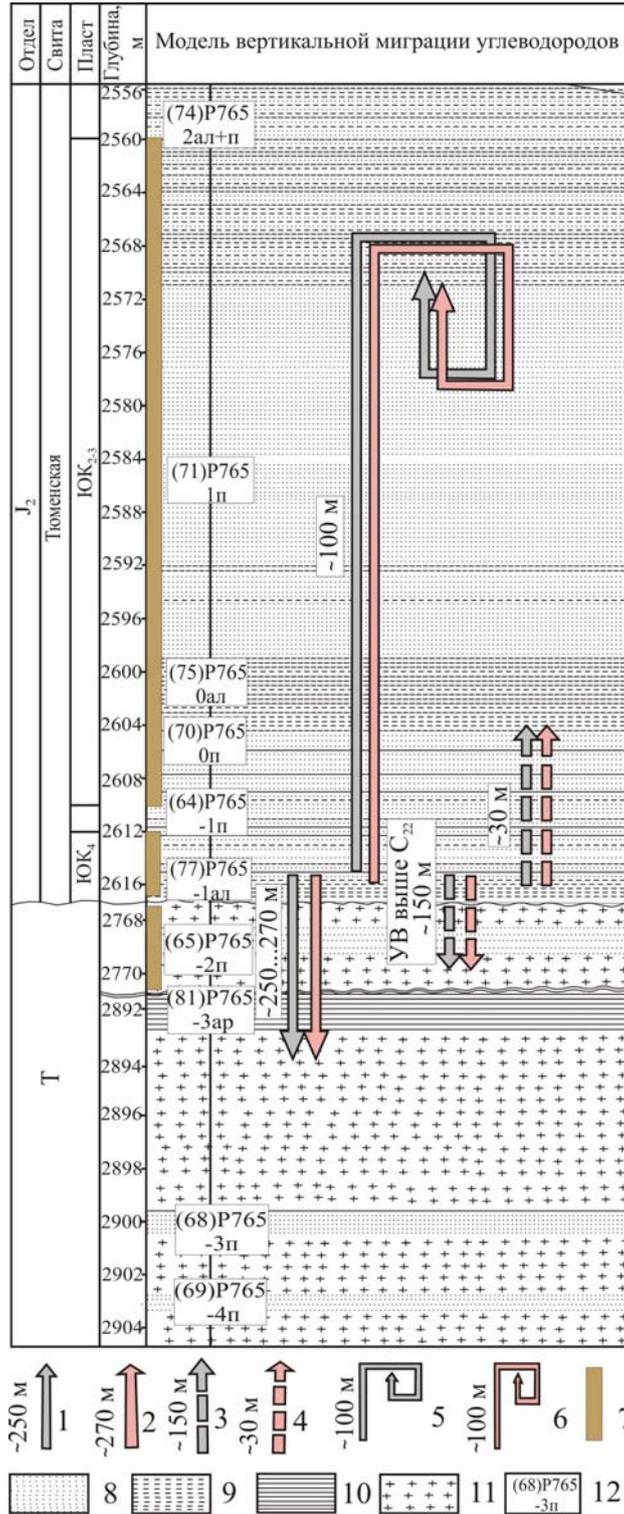


Рис. 1. Геохимическая модель вертикальной миграции углеводородов в разрезе среднеюрских и доюрских отложений Северо-Рогожниковского месторождения:
 1 – межпластовая миграция насыщенных УВ; 2 – межпластовая миграция ароматических УВ;
 3 – межпластовая диффузия насыщенных УВ; 4 – межпластовая диффузия ароматических УВ;
 5 – внутрипластовая миграция насыщенных УВ; 6 – внутрипластовая миграция ароматических УВ,
 7 – нефтепроявления; 8 – песчаник; 9 – алевролит; 10 – аргиллит; 11 – вулканиты триаса;
 12 – шифр образца

Оценка относительного вклада материнских/отдающих пород в формирование ресурсов УВ залежей доюрского НГК

Геохимическая модель (рис. 1) показывает, что в образовании нефтяных залежей в коллекторах доюрского комплекса участвовало органическое вещество *двух разных источников*. *Первый* – нижние слои нижнеюрских отложений, отдающие углеводороды нисходящей миграцией в результате гидравлических процессов. Высокое содержание органических веществ в нижнеюрских аргиллитах позволяет предположить этот источник в качестве *основного*. *Второй источник* – вулканиты триасового (ниже коры выветривания) и нижележащего палеозойского комплексов, отдающие углеводороды восходящей миграцией в результате направленной диффузии в тепловом поле. Низкое содержание органических веществ позволяет предположить этот источник в качестве *второстепенного*.

Оценка относительного вклада каждого из указанных «источников» в образование нефтяных залежей проведена путем *решения условной задачи «мгновенного» образования залежи при эмиграции микроневти из отдающих пород в пределах ограниченной площади нефтесбора* (рис. 2). Данная задача решена для современного состояния насыщения пород миграционно способным органическим веществом. *Граничные условия задачи:*

1. Первый нефтеотдающий слой – нижнеюрские аргиллиты. Согласно аналитическим данным, текущий уровень содержания миграционно способного органического вещества $M_H^{\ominus} = 1700$ мг/кг (при принимаемой средней плотности аргиллитов $\rho_{\text{арг}} = 2500$ кг/м³, $M_H^{\ominus} = 4,25$ кг/м³). Далее, принимается, что коэффициент эмиграции углеводородов из аргиллитов $K_{\text{ЭА}} = 0,25$.

2. Второй отдающий слой – триасовые породы. Согласно аналитическим данным, предельный уровень содержания миграционно способного органического вещества $M_H^{\ominus} = 60$ мг/кг (при принимаемой средней плотности вулканитов $\rho_{\text{вулк}} = 3000$ кг/м³, $M_H^{\ominus} = 0,18$ кг/м³). Далее, принимается, что коэффициент эмиграции УВ из вулканитов $K_{\text{ЭВ}} = 0,10$.

3. В результате нефтеотдачи (дренажа, файлюации) может образоваться залежь в зоне контакта: площадь $S = 50$ км² ($5 \cdot 10^7$ м²); высота залежи $h = 2$ м; коэффициент нефтенасыщения породы $K_H = 0,2$.

При указанных размерах ($V = 1 \cdot 10^8$ м³) и нефтенасыщении породы, залежь будет содержать ресурс нефти в объеме $V_H = 2 \cdot 10^7$ м³ или в массе $M_H = 1,6 \cdot 10^{10}$ кг, при принимаемой плотности нефти 800 кг/м³.

Вопрос. Какова будет площадь нефтесбора, при заданной высоте отдающего слоя, для обеспечения локальной залежи углеводородами указанных двух источников? Каков вклад каждого из источников?

Решение. Объем отдающей породы, содержащий необходимое количество микроневти для образования залежи определяется по формулам: 1) для юрских аргиллитов $V(\text{м}^3) = S(\text{м}^2) \cdot h(\text{м}) = M_H(\text{кг}) / (M_H^{\ominus} \cdot K_{\text{ЭА}})$; 2) для триасовых вулканитов $V(\text{м}^3) = S(\text{м}^2) \cdot h(\text{м}) = M_H(\text{кг}) / (M_H^{\ominus} \cdot K_{\text{ЭВ}})$.

Результаты решения задачи для различной высоты отдающего слоя следующие. При высоте отдающего слоя 5–8 м, при «мгновенной» отдаче углеводородов, нижнеюрские аргиллиты могут обеспечить образование залежи нефти $2 \text{ м} \times 50 \text{ км}^2$ с $K_H = 0,2$ с площади нефтесбора 1882–3011 км², что сравнимо с площадью Северо-Рогожниковского и Рогожниковского месторождений (~1800 км²). Плотные триасовые вулканиты, даже при увеличении мощности отдающего слоя на порядок (до 50 м), не могут обеспечить образование подобной залежи.

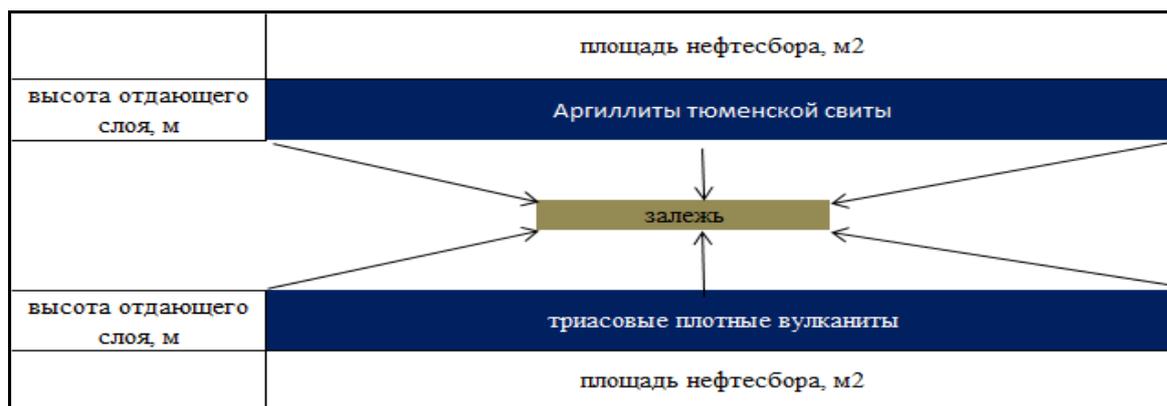


Рис. 2. Схема образования залежи нефти в триасовом переходном комплексе при межпластовой миграции подвижного ОБ из двух независимых источников

Залежь переходного комплекса и выше- и ижележащие предположительно материнские (отдающие нефть) породы	Геометрические характеристики площади нефтесбора				
	Высота отдающего слоя, м	Площадь нефтесбора, км ²			
Тюменская свита, 1700 мгОВ/кг	6	2500			
↓ ↓ ↓ ↓ ↓					
Коллектор	Кол-во нефти, кг		Размеры залежи		
	Из разных источников		Всего, кг	высота (h), м	площадь (S), км ²
кг	%				
Триасовый коллектор, верх	15937500000	98,33	16207500000	2	50,65
Триасовый коллектор, низ	2700000000	1,67			
↑ ↑ ↑ ↑ ↑					
Триасовые плотные вулканиты, 60 мгОВ/кг	6	2500			

Рис. 3. Схема, поясняющая относительный вклад ОБ материнских/отдающих юрских и доюрских пород в формирующуюся условную залежь

На рис. 3 приведены результаты расчета вклада двух независимых источников в образование залежи нефти. Схема показывает, что соотношение вклада основного источника (нижнеюрские аргиллиты) и дополнительного источника (доюрские плотные породы) углеводородов в локальную залежь при одинаковой площади нефтесбора и толщине отдающего слоя, составляет 98,3 и 1,7 %, соответственно.

Литература

- Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Жильцова А.А., Кузина М.Я. Поисковая геохимия по ароматическим углеводородам и модель межпластовой вертикальной миграции нефтяных углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 12. – С. 30–36.
- Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кудряшова Л.К. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по данным гравиразведки и геохимии) // Известия ТПУ. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 65–72.