

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ПО ДАННЫМ GEOTERMII)

Лунёва Т. Е., Лобова Г.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

С использованием методики интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, включающего геотермические исследования, сделан зональный прогноз нефтегазоносности коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины.

Наряду с высокими перспективами палеозойского резервуара, оценка распределения ресурсов которого представлена в настоящем сборнике (статья Лобовой Г.А.), интерес в нефтегазоносном отношении представляют пермо-триасовые отложения коры выветривания. Нефтегенерирующей толщей для возможных залежей в коре так же является тогурская свита. Ее распространение в Усть-Тымской мегавпадине показано на рис. 1, А в статье Г.А. Лобовой.

Настоящее исследование направлено на выделение и ранжирование перспективных участков резервуара коры выветривания в пределах распространения нефтегенерирующей тогурской свиты на основе палеотемпературного моделирования, выполненного ранее [1], с учетом толщин отложений коры и вещественного состава доюрского основания.

Характеристика нефтегазоносности территории исследований и вещественного состава коры выветривания

Согласно принятой схеме нефтегеологического районирования территории, исследуемый резервуар относится к нефтегазоносному доюрскому комплексу, залежи которого связаны с пластом М (резервуар коры выветривания). Здесь получены прямые признаки нефтенасыщения пород коры выветривания при бурении скв. Толпаровской 2 и газопроявления при бурении скв. Парабельской 1.

По генезису рассеянного органического вещества (РОВ) нефтепроизводящие породы *тогурской свиты* в пределах Усть-Тымской мегавпадины являются типичными озерными отложениями с РОВ сапропелево-гумусового типа, с показателем $C_{орг} = 1,5-5,0 \%$ [2]. Мощность тогурских отложений достигает 100 м.

На схематической карте (рис. 1, А), построенной по вскрытым толщинам, отмечается неравномерное площадное распространение отложений кор выветривания. От максимальных значений на периферии к центру территории исследований идет уменьшение толщин до полного выклинивания.

Выход на поверхность гетерогенных и полифациальных пород фундамента предопределяют образование разнообразных профилей кор выветривания, которые, в свою очередь, в различной степени обладают коллекторскими свойствами. Гранитоидные, гранодиоритовые и риолитовые магматические тела, имеющие здесь распространение, подвергаясь гипергенным процессам, создают предпосылки к образованию коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) (рис. 1, Б). Таким образом, зоны выхода глинисто-кремнистых и магматических пород кислого состава на поверхность фундамента являются зонами распространения улучшенных коллекторов.

Покрышкой для залежей в резервуарах коры выветривания служат нижнеюрские, локальный левинский и/или региональный китербютский, флюидоупоры. При выклинивании нижнеюрских толщ роль покрышки выполняют среднеюрские локальные лайдинская и/или леонтьевская глинистые пачки.

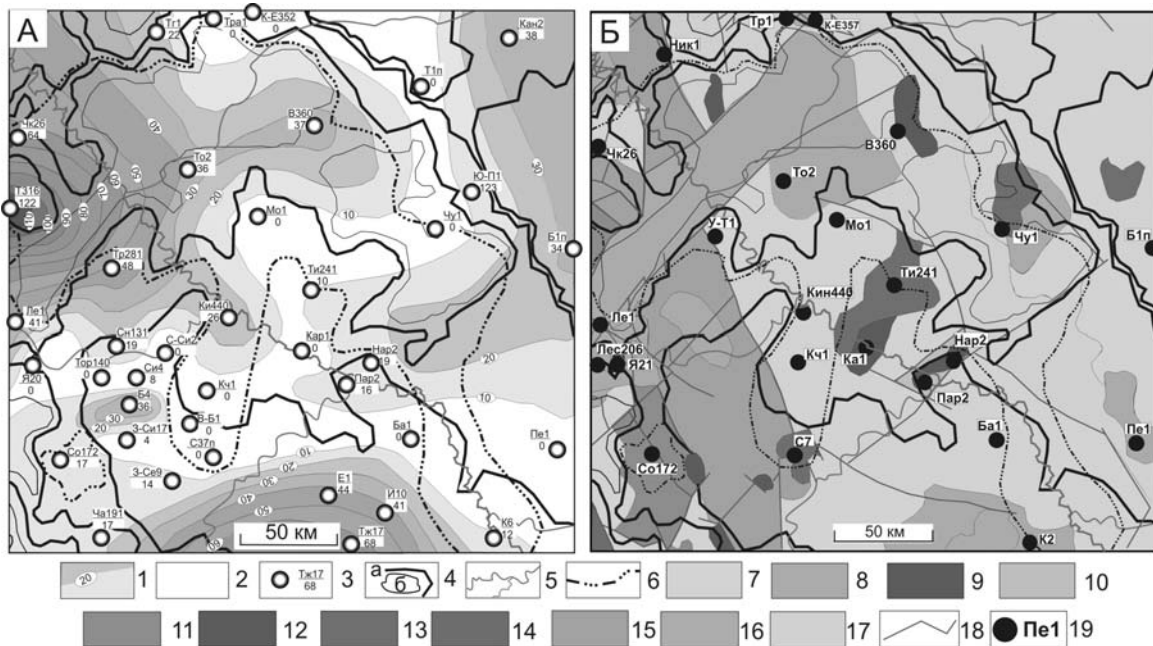


Рис. 1. Схематические карты распространения пород коры выветривания (на тектонической основе [3]) (А) и распространения петротипов пород фундамента [4] (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – изопахиты отложений коры; 2 – зона отсутствия коры выветривания; 3 – скважина, использованная для построения карты изопахит: в числителе условный индекс, в знаменателе – мощность коры; 4 – структуры I (а) и II (б) порядка; 5 – речная сеть; 6 – граница зоны распространения тогурской свиты. К рисунку Б, фаши комплексов пород фундамента – 7-17: 7 – аспидная; 8 – базальтовая; 9 – базиты; 10 – глинисто-кремнистая; 11 – глинисто-сланцевая; 12 – гранодиориты; 13 – гранитоиды; 14 – карбонатная; 15 – терригенно-карбонатная; 16 – риолитовая; 17 – терригенная; 18 – тектонические нарушения; 19 – скважина, вскрывшая породы фундамента, ее условный индекс

Районирование резервуара зоны контакта и обсуждение результатов

С учетом распределения плотности ресурсов генерированной тогурской нефти [4] и распределения толщин коры выветривания построена схема распределения плотности тогурских нефтей с учетом качества коллекторов в резервуаре коры выветривания. Районирование проведено с учетом следующих факторов: плотность ресурсов генерированных тогурских нефтей, улучшенные ФЕС коллекторов и их мощность. На рис. 2, А видно, что район с наибольшей плотностью аккумулированных ресурсов протягивается широкой полосой с запада на восток, охватывая южные склоны Трайгородского мезавала, западную и центральную части Неготского мезопроггиба, северо-западный локальный участок Северо-Парабельской мегамоноклинали и, затем, значительно сужаясь, охватывает юго-восточный борт Неготского мезопроггиба и прилегающую зону сочленения с Пыжинским мезопроггибом и северным склоном Северо-Парабельской мегамоноклинали. Наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности представляет *участок 1*, который объединяет земли северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины.

В пределах этого участка расположена скважина Вертолетная 360 (В360), при бурении которой были вскрыты доюрские породы, но испытание на продуктивность в этой части разреза не проводилось (таблица).

Северный борт Неготского мезопроггиба и зона его сочленения с восточным склоном Трайгородского мезавала – перспективный *участок 2*. При «среднем» ка-

честве коллектора на этом участке отмечается высокое значение плотности ресурсов тогурских нефтей, а полученный приток УВ из интервала коры выветривания при испытании в скв. 26 Чкаловского месторождения (Чк26) подтверждает высокую перспективность этого участка.

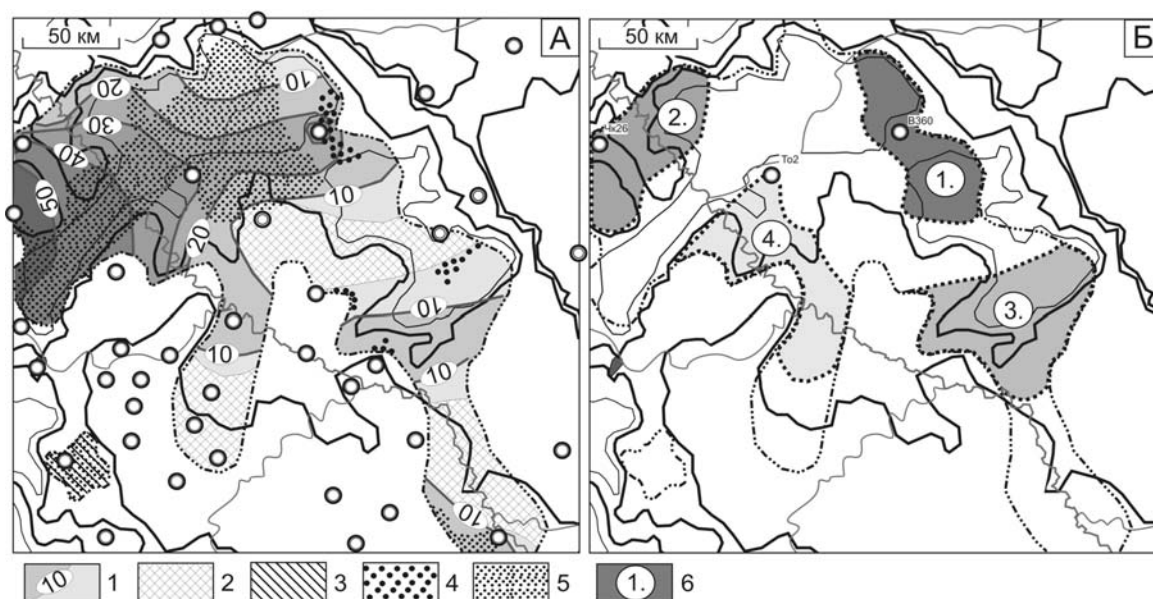


Рис. 2. Схема соотношения распределения плотности генерированных тогурских нефтей и качества коллекторов в резервуаре коры выветривания (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в отложениях коры выветривания (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – изолинии плотности ресурсов генерированных нефтей, усл. ед.; 2 – зона отсутствия коры выветривания в пределах распространения тогурской свиты; 3 – зона отсутствия оценки плотности генерированных тогурских нефтей; 4 – зона коллекторов коры выветривания с улучшенными ФЕС; 5 – зоны коллекторов коры выветривания с неблагоприятными ФЕС. К рисунку Б: 6 – перспективный участок, номер ранжирования. Интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности земель

Сопоставление результатов районирования резервуара коры выветривания и данных по испытанию отложений зоны контакта глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины (* – ранжирование по степени перспективности)

Район, участок* (рис. 2, Б)	Ресурсы, усл. ед. / качество коллектора	Скважины, расположенные в районе	Результаты испытания			Нефте-проявления
			Пласт (объект)	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	
1	10–20 / улучшенные ФЕС	Вертолетная 360 (В360)	НГГЗК	Не испытывался	Не испытывался	–
2	20–50 / «средние» ФЕС	Чкаловская 26 (Чк26)	НГГЗК	50	Нефть конденсат, газ	–
3	10 / улучшенные ФЕС	–	–	–	–	–
4	10–20 / «средние» ФЕС	Толпаровская 2 (То2)	НГГЗК	–	–	В керне
За пределами распространения тогурской свиты	–	Никольская 3	НГГЗК	1,6	Вода	–

Перспективный *участок 3* тектонически приурочен к южному борту Пыжинского мезопрогиба. Однако о прямых признаках нефтенасыщения разреза на этом участке сведений в настоящее время нет.

Локальный *участок 4*, расположен в центральной части Северо-Парабельской мегамоноклинали и сопредельном южном врезе Усть-Тымской мегавпадины. При бурении скв. Толпаровская 2 (То2) из интервала коры выветривания был поднят керн с признаками нефтенасыщения, что подтверждает перспективность этого участка. Можно отметить, что резервуар коры выветривания, вскрытый в разрезе скважины Никольская 3 за пределами распространения нефтематеринской тогурской свиты, водоносен.

Выводы

В качестве первоочередного района поисков залежей нефти в резервуаре коры выветривания выделяется перспективная зона северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. Эта зона сочетает высокую плотность ресурсов тогурских нефтей и улучшенные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Литература

1. Лобова Г.А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 4 – С. 28–39.
2. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
3. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
4. Лобова Г.А., Искоркина А.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. Нефтегазоносность нижнеюрских и доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2015. – Т. 37. – № 1. – С. 3–20.