

Академик НАН Украины П. Ф. Гожик, В. А. Краюшкин,  
В. П. Ключко

## О перспективах нефтегазового поиска на глубине 8000–12500 м в Днепровско-Донецкой впадине

*The abyssal petroleum potential is tremendous. It is shown on many drilling results at depths from 8,000 to 10,250 m where there are already 20 giant oil and oil-gas fields, as well as in a light of the modern Russian-Ukrainian theory about the abyssal inorganic origin of petroleum in the Earth's mantle.*

Бурение на глубину 6000 м и глубже увенчалось в Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ) открытием 17 газовых (г) и газоконденсатных (гк) месторождений с их промышленными залежами в песчаниках карбона на глубине 5507–6287 м. Это — Березовское (гк, 5527–5991 м), Западно-Кошевское (гк, 5468–5518 м), Камышненское (гк, 4888–5915 м), Карпиловское (гк, 5530–5680 м), Клинско-Краснознаменское (гк, 4174–5630 м), Котелевское (г, 5507–5734 м), Кошевское (гк, 5194–5620 м), Краснолукское (гк, 4730–5520 м), Мачехское (г, 5105–5732 м), Перевозовское (гк, 5327–6287 м), Рудовско-Краснозаводское (гк, 4459–5740 м), Свиридовское (гк, 5790–5869 м), Свистуновское (гк, 5176–5743 м), Семиренковское (г, 5035–5575 м), Степное (гк, 4862–5677 м), Харьковцевское (гк, 5565–5900 м) и Шебелинское (гк, 5198–5722 м) месторождения. На этих глубинах разведаны здесь и разрабатываются залежи с суммарными начальными извлекаемыми запасами 2,3 млн т конденсата и 142,6 млрд м<sup>3</sup> природного газа с его дебитами до 108 тыс. м<sup>3</sup>/сут в отдельных скважинах, и это — незаурядный успех в деле увеличения сырьевой базы нефтегазовой промышленности нашей страны.

Правда, на данных глубинах в ДДВ не найдено ни одной нефтяной или газонефтяной залежи, что многими увязывается с якобы природным катагенезом нефти при пластовой температуре 150–170 °С, т. е. с превращением нефти в газ, согласно К. Лэндсу [1], и исчезновением коллекторских свойств у горных пород также в результате катагенеза или вследствие их уплотнения с увеличением глубины земных недр. С этим нельзя, однако, согласиться и вот почему.

При нагревании до 428 °С природной нефти из западноканадских месторождений Атабаска, Ллойдминстер и Редуотер как в специальной стальной качающейся “бомбе” сверхвысокого давления, так и в запаянных стеклянных трубках никакого превращения нефти в газ не обнаружено. Эти опыты по катагенезу-деструкции природных нефтей при нагревании их до 428 °С длились 635,7 ч, в том числе при нагревании до 358 °С — 398 ч; до 408 °С — 201,2 ч; до 428 °С — 26 ч и при 428 °С — 10,5 ч. В стеклянных запаянных трубках нефти тех же месторождений нагревались 1199,3 ч до 423 °С и давления в них 6,9 МПа, т. е. до 354 °С — 505,5 ч; 377 °С — 124,8 ч; 400 °С — 510 ч; 403 °С — 8 ч; 423 °С — 30 ч и при 423 °С — 21 ч. Нефть объемом 800 мл в “бомбе” непрерывно взбалтывалась с около 1,5% (по массе) каолинита, иллита, пирита и кварца (катализаторы), и в “бомбе” имелся значительный свободный реакционный объем. Все это должно было способствовать большему, чем в стеклянных трубках, не имевших свободного реакционного объема, катализаторов и взбалтывания,

переходу нефти в газ, но наблюдалось лишь уменьшение ее сернистости от 5,2 до 2,9% (по массе) и плотности от 945–966 до 889 кг/м<sup>3</sup> [2, 3].

Не превращается нефть в природный газ даже и под атмосферным давлением при ее разгонке на фракции до 538–577 °С, причем до 150–170 °С отгоняется только ее некоторая часть. Так, например, из природной нефти Ромашкинского сверхгигантского (1927 млн т) месторождения Татарстана до 155 °С извлекаются лишь 19% (бензин), а 81% ее объема (тяжелый бензин, керосин, газойли и др.) — в интервале 155–538 °С. Сверхгигантское (1860 млн т) месторождение Дацин в КНР дает нефть, лишь 10,5% которой выкипают до 191 °С, а 89,5% ее объема — в интервале 191–577 °С. Из легкой (плотностью 858 кг/м<sup>3</sup>), средней (870 кг/м<sup>3</sup>) и тяжелой (887 кг/м<sup>3</sup>) аравийских товарных нефтей-блендов при нагревании до 150 °С также получают не природный газ, а жидкие фракции (легкие и тяжелые бензины), равные соответственно 17,4%; 16,6 и 14,7% (по объему), в интервале же 150–565,5 °С — 82,6; 83,4 и 85,3% (по объему) (керосин, легкий и тяжелый газойли и др.). В гигантских морских месторождениях Берри (810–830 млн т) и Зулуф (165 млн т) Саудовской Аравии [4] их фракционный состав имеет следующий вид. При нагревании до 150 °С — это 19,9 и 16,8% (по объему) (легкий и тяжелый бензины), до 150–235 °С — 18,4 и 13,5% (керосин, в котором 20,6 и 18,2% аренов; 20,5 и 21,9% нафтенев; 58,9 и 59,9% парафинов), до 235–344 °С — 21,1 и 17,4% (по объему) (легкий газойль плотностью 838,5 и 834 кг/м<sup>3</sup>) и при 344–565,5 °С — 40,6 и 52,3% (по объему) (тяжелый газойль плотностью 905 и 874 кг/м<sup>3</sup>). Легкая (плотностью 847 кг/м<sup>3</sup>) и тяжелая (872 кг/м<sup>3</sup>) иранские товарные нефти при разгонке под атмосферным давлением также превращаются не в природный газ, а дают до 150 °С только жидкие погоны (самые легкие и легкие бензины) объемом 18,1 и 17,5% от исходного, в интервале же 150–538 °С — 81,9 и 82,5%, представленных тяжелым бензином, керосином, газойлями и др. [5].

В Северном море, 130–180 км восточнее Абердина (Шотландия), разрабатываются с 1996–1997 гг. британские месторождения Джейд, Элгин/Франклин, Шируотер и Эрскин. В двух первых из них залежи нефти выявлены в юрских песчаниках на глубине 5490–5764 м, где пластовые давление и температура равны 112 МПа и 200 °С. В месторождениях же Шируотер и Эрскин их извлекаемые запасы нефти, равные соответственно 32 и 12 млн т, осваиваются промышленно на глубине 4880 м при пластовых давлении и температуре 98,3 МПа и 340 °С [5].

Таким образом, вышеупомянутые эксперименты по нагреванию нефти до 428 °С, промышленная перегонка до 538 или 577 °С под атмосферным давлением или вакуумом легких, средних и тяжелых нефтей из Татарстана, КНР, Саудовской Аравии и Ирана, а также пластовые температуры до 340 °С в нефтяных залежах не подтверждают концепцию о катагенезе нефти при 150–170 °С и свидетельствуют о высокотемпературной природе нефти в недрах Земли [3].

В земных недрах бурением уже даже на глубине от 8000 до 10428 м открыто 19 сверхглубоких нефтяных (н) и газонефтяных месторождений — Джек (н, 8738–8845 м), Дэс Бамп (н, водонефтяной контакт на 8862 м), К-2 Норт (н, 8102–8144 м), Кэскейд (гн, 7732–8082 м), Льяно (гн, 8159,0–8498,5 м), Мэнса (гн, 8320 м), Нотти Хэд (н, 10 055–10 428 м), Озона Дип (н, 7932–8037 м), Пони (н, 9752–9897 м), Пэтфайндер (н, 8540 м), Сен-Мало (н, 8612–8862 м), Сизар (н, 9065 м), Стоунс (гн, 8711 м), Таити (н, 7873–7995 м), Тан-дер Хорс Норт и Тан-дер Хорс Саут (н, до 8235 м), Чингиз Хан (н, 7930–8003 м), Чинук (н, 8244–8433 м) и Шеньцзы (н, 8320–8540 м). Все они находятся в Мексиканском заливе глубиной 800–2693 м и открыты 305–432 км юго-западнее, 400 км юг-юго-западнее,

240 км южнее и 240 км юго-восточнее Нового Орлеана в 1998–2006 гг. В 2005 г. в Мексиканском же заливе глубиной 21 м в Блоке 168 Саут Тимбалье пробурена скважина глубиной 9760 м, открывшая месторождение Блэкберд Уэст с газовой залежью на глубине 9150,0–9170,5 м [6–12].

Нефтяные и газонефтяные залежи на этих сверхглубинах установлены преимущественно в песчаниках палеоцена, эоцена и олигоцена. Извлекаемые суммарные запасы нефти только месторождений Таити, Тандер Хорс Норт, Тандер Хорс Саут и Шеньцзы исчисляются 340,5 млн т. Изученная бурением площадь сверхглубинного развития песков олигоцен-палеоцена в заливе — 54740 км<sup>2</sup>, а там, где находятся 20 вышеупомянутых месторождений, — 40000 км<sup>2</sup>. И здесь, на глубинах от 8000 до 10428 м, суммарные начальные извлекаемые запасы нефти оцениваются 1430–2385 млн м<sup>3</sup>, т.е. 42–70% от уже имеющихся суммарных запасов нефти США, равных 3402 млн м<sup>3</sup>, и дебиты нефти из каждой скважины, опробованной на приток, изменяются от 955 до 4600–4700 м<sup>3</sup>/сут [4, 10, 12].

Ни одно из этих месторождений Мексиканского залива пока не разрабатывается в отличие от двух других сверхглубоких вне США — аргентинского Сьерра-де-Агуараге и иранского Чиллинггар. В первом из них в 2001 году добывали 1207,7 м<sup>3</sup>/сут нефти плотностью 755 кг/м<sup>3</sup> с глубины 8981 м, а во втором — нефть плотностью 842 кг/м<sup>3</sup> с глубины 10218 м [13].

Как видно из вышеизложенного, нефть земных недр является сверхглубинной и высокотемпературной природной субстанцией. Ее главные структурные формы — углеводородные радикалы метин (СН), метилен (СН<sub>2</sub>), метил (СН<sub>3</sub>) и углерод (С). Их разные сочетания и различные количественные соотношения определяют всю необозримую гамму классов нефтяных углеводородов, благодаря чему прослеживается и единство коренных свойств, и общая основа всех нефтей мира, независимо от месторождений, и один-единственный их источник. Он находится в мантии Земли на глубинах до 2885 км, согласно современной русско-украинской теории естественного неорганического нефтеобразования [3]. Она подтверждена синтезом нефтяных углеводородов из СаСО<sub>3</sub>, FeO и Н<sub>2</sub>О при температуре 300–900 °С и давлении 2500–5000 МПа [14], а также совпадением состава углеводородных смесей (неорганически синтезированных при давлениях 3000–5000 МПа и температурах 1153–1473 К) с природной углеводородной смесью из юрско-меловых гранитов кристаллического фундамента сверхгигантского (600 млн т, из них 500 млн т в гранитах) вьетнамского морского нефтяного месторождения Белый Тигр (табл. 1).

Таблица 1. Состав и концентрация нефтяных углеводородов месторождения Белый Тигр (I) и синтезированных из СаСО<sub>3</sub>, FeO и Н<sub>2</sub>О при 5000 МПа, 1473 К (II) и 3000 МПа, 1153 К (III) [14, 15]

Состав	Концентрация, кг/т		
	I	II	III
СН <sub>4</sub>	53,0	55,3	242,3
С <sub>2</sub> Н <sub>4</sub>	0,0	7,7	9,3
С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	7,4	7,3	9,8
С <sub>3</sub> Н <sub>6</sub>	0,1	12,1	12,0
С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	8,0	4,7	3,4
<i>i</i> -С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0,9	0,2	0,3
<i>n</i> -С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	2,0	2,7	1,1
<i>i</i> -С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,2	0,6	0,5
<i>n</i> -С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	3,9	1,7	1,0
<i>i</i> -С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub>	1,4	0,2	0,1
<i>n</i> -С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub>	1,5	0,9	0,3

Именно теория глубинного неорганического происхождения нефти и природного газа (будучи уже подтверждена указанным синтезом и превратившись вследствие этого в физическую теорию, основанную на новейших принципах физической химии, термодинамики и экспериментальной физики [3, 14]), может вместе с изложенными фактами служить единственно надежной путеводной звездой на дороге к грандиозным запасам нефти на глубине 8000–10500 м и глубже не только в ДДВ, но и в в Закарпатье, Предкарпатье, Причерноморье и морской экономической зоне Украины.

1. *Landes K.* Eometamorphism and oil and gas in time and space // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. – 1967. – **31**, No 8. – P. 1239–1270.
2. *Hodgson G. W., Baker B. L.* Vanadium, nickel and porphyrins in thermal geochemistry of petroleum // Ibid. – 1957. – **41**, No 11. – P. 1718–1726.
3. *Кривошкун В. А.* Абиогенно-мантийный генезис нефти. – Киев: Наук. думка, 1984. – 176 с.
4. *International Petroleum Encyclopedia* / Ed. by J. C. McCaslin. – Tulsa, OK: Petrol. Publ. Co., 1976. – 456 p.
5. *Knott D.* Tight squeeze for Texaco's Erskin // Oil and Gas J. – 1997. – **95**, No 10. – P. 27.
6. *Blackbeard* West well has disappointing results // Ibid. – 2006. – **104**, No 33. – P. 8.
7. *BP* finds hydrocarbons on Stony prospect // Ibid. – 2005. – **103**, No 21. – P. 8.
8. *Deep* Gulf well is on strike, Nexen says // Ibid. – 2006. – **104**, No 1. – P. 9.
9. *Grow J. J.* Training, a stepping stone toward solving drilling challenges // World Oil. – 1998. – **219**, No 10. – P. 25.
10. *Meyer D., Zarra L., Rains D.* Emergence of the Lower Tertiary Wilcox trend in the deepwater Gulf of Mexico // Ibid. – 2005. – **226**, No 5. – P. 23.
11. *Kerr-McGee* reports Gulf of Mexico strike // Oil and Gas J. – 2006. – **104**, No 20. – P. 8.
12. *Rach N.* Specialized steel enables deep, high-pressure completions in Tahity field // Ibid. – 2005. – **103**, No 4. – P. 49–50.
13. *Worldwide* production // Ibid. – 2002. – **100**, No 52. – P. 116–145.
14. *Кривошкун В. А., Кучеров В. Г., Гожик П. Ф. и др.* Неорганическое происхождение нефти: от геологической к физической теории // Геол. журн. – 2005. – № 2. – С. 35–43.
15. *Кучеров В. Г.* Экспериментальные исследования свойств и фазового поведения сложных углеводородных систем при высоком давлении: Автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. – Москва: МИТХТ, 2005. – 43 с.

*Институт геологических наук НАН Украины, Киев*

*Поступило в редакцию 03.11.2006*