

И. В. Орищенко

ТЕКТОНИКА ДЕВОНСКОГО ПЕРИОДА РАЗВИТИЯ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОГО РИФТОГЕНА ВО ВЗАИМОСВЯЗИ С ИЗВЕСТНЫМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ НЕФТИ И ГАЗА

Викладено методичний підхід до побудови моделі геодинаміки девонського періоду розвитку Дніпровсько-Донецького рифтогену. Для отримання математичної моделі динаміки блоків порід використовуються дані про амплітуди вертикальних зміщень девонських відкладів по сейсмічних профілях. Кореляційно-регресійний аналіз модельних результатів динаміки порід з наявними даними про наявність родовищ вуглеводнів, а також виходами соляних штоків дозволив відшукати рівняння взаємозв'язку цих параметрів у 39 вікнах, що вкривають досліджувану територію, і побудувати прогнозу імовірнісну модель локалізації родовищ на ній. Розглянуто модель одночасного проникнення соляних штоків і флюїдів ослабленими зонами в осадкових утвореннях.

A methodical approach to development of geodynamic model of the Devonian period in the evolution of Dniiper-Donets riftogen is stated. To create a mathematical model of rock block dynamics, data on amplitudes of vertical displacements of the Devonian rocks along seismic profiles are used. Correlation regression analysis of the model results for rock dynamics with available data on presence of hydrocarbon fields and outcrops of salt stocks allows to recognize the correlation equations for these parameters in 39 windows, which cover the area under investigation, and to develop the territory. A model of simultaneous penetration of salt stocks and fluids through weak zones in sediments is considered.

Введение. Девонские отложения, непосредственно залегающие на кристаллическом фундаменте, представляют интерес как базовый осадочный горизонт, результаты тектонических процессов в котором унаследовались в вышележащих горизонтах. Исходя из представлений о глубинном происхождении углеводородов (УВ), этот горизонт первым принимает их внедрение, что должно приводить к увеличению в нем вероятности образования залежей УВ. Динамическая жизнь кристаллического основания, его подъемы и опускания, растяжения и сжатие блоков в той или иной степени отражались в осадочном чехле.

Материалы и методы исследований. Для анализа геодинамики верхних частей литосферы в девонское время в пределах Днепро-Донецкого рифтогена (ДДР) использовались стратиграфические разрезы по сейсмическим профилям МОГТ, секущим вдоль и поперек исследуемую площадь. Так как амплитуды горизонтальных смещений учесть невозможно, проводится анализ лишь вертикальных смещений в отдельности для центральной и юго-восточной частей ДДР. Созданы матрицы амплитуд вертикальных смещений блоков пород по 18 профилям МОГТ с независимой координатной привязкой для центральной и юго-восточной частей ДДР. Последующий тренд-анализ [3, 12] позволил определить математические модели геодинамики девонских отложений, а следовательно, и геодинамики кристаллического основания:

$$Z = c_0 + c_1X + c_2Y + c_3XY + c_4X^2 + c_5Y^2 + c_6XY^2 + c_7X^2Y + c_8X^3 + c_9Y^3 + c_{10}XY^3 + c_{11}X^2Y^2 + c_{12}X^3Y + c_{13}X^4 + c_{14}Y^4, \quad (1)$$

где Z — амплитуда вертикального смещения блоков горных пород, км; X, Y — координаты соответственно вдоль и поперек ДДР; c_i — коэффициенты ($i = 0, \dots, 14$).

Геодинамика центральной части ДДР

Графическое представление геодинамической модели (1) иллюстрируют рис. 1 и 2. Анализ представленной на рис. 1 модели позволяет увязать известные здесь глубинные тектонические нарушения с интенсивностью подвижек блоков пород в девоне [1, 2]. В цен-

Значения коэффициентов c_i

i	c_i	i	c_i	i	c_i
0	0.2670403	5	-7.58702E-0.5	10	-6.099736E-0.8
0'	1.0887	5'	6.648563E-0.4	10'	-2.381239E-0.8
1	6.400927E-0.3	6	3.055914E-0.6	11	2.748327E-0.8
1'	2.96922E-0.3	6'	2.198081E-0.6	11'	9.586211E-0.6
2	5.571286E-0.3	7	-3.799745E-0.6	12	9.464208E-0.8
2'	-3.505975E-0.3	7'	1.057063E-0.6	12'	7.064773E-0.8
3	-7.597535E-0.5	8	5.566377E-0.6	13	1.393675E-0.7
3'	-1.757955E-0.4	8'	-3.361015E-0.6	13'	1.119665E-0.7
4	-1.999756E-0.4	9	-1.499065E-0.5	14	2.438087E-0.7
4'	-1.129126E-0.4	9'	7.454655E-0.6	14'	-4.359172E-0.7

Примечания: "i'" относится к центральной части ДДР.

тральной части ДДР максимальные подзипки блоков амплитудой 0,35 км выявлены в южной прибортовой зоне на участке пересечения Ингулецко-Брянского и Болышско-Обоянского глубинных разломов. К центру ДДР амплитуда смещений блоков уменьшается, а в северной прибортовой зоне вновь возрастает, но не достигает таких амплитуд, как в южной. Увеличиваются амплитуды взаимных смещений блоков также в северо-западном направлении ДДР на Удайской седловине. Высокая степень динамики выделенных областей могла создавать в девонское время условия повышенной миграции УВ и аккумуляции их в различного рода ловушках.

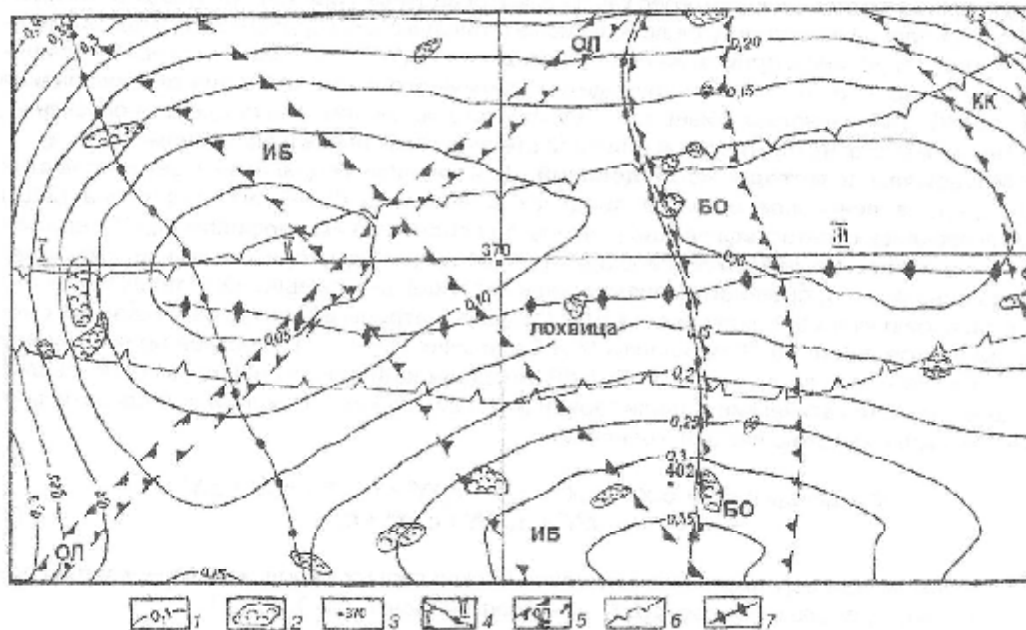


Рис. 1. Модель геодинамики блоков пород в девоне для центральной части ДДР

1 — изолинии амплитуд взаимных смещений блоков (км); 2 — соляные штоки; 3 — местоположения седловин; 4 — границы между депрессией и седловинами: I — Удайская седловина, II — Лохвицкая депрессия, III — Пселско-Вирсклянская седловина; 5 — глубинные разломы; ОЛ — Овручко-Лебединский, ИБ — Ингулецко-Брянский, БО — Болышско-Обоянский, КК — Крыасрожско-Комаричский; 6 — продольные приосевые глубинные разломы; 7 — осевой глубинный разлом

Как видно на рис. 1, западный динамический минимум проектируется в Лохвицкой депрессии. Крупный тектонический узел, представляющий собой место пересечения трех глубинных разломов — близмеридионального Ингулецко-Брянского, близширотного Спрудско-Лободинского и продольного северного приосевого — ограничивает с востока распространение этого минимума. С западной стороны тектонического узла амплитуды вертикальных смещений блоков имеют минимальные значения — 50 м. Восточнее узла для них характерны более высокие значения. В районе этого динамического минимума имеются и другие тектонические узлы с более низким уровнем тектонической проработки — это узлы, образованные пересечением двух глубинных разломов. Они могли создавать вертикальные каналы выноса глубинной тепловой энергии и глубинного вещества Земли в виде перегретых флюидов. УВ, поднимаясь по трубкам выноса глубинной энергии, рассредотачивались симметрично во всех направлениях, мигрируя по межблоковым разломам разных рангов. При погружении поверхности осадконакопления должны были создаваться благоприятные условия аккумуляции УВ на склонах депрессии в коллекторах, представляющих собой прибрежные мелководные фации осадков. Это могло служить причиной образования некоторой симметрии в локализации залежей нефти и газа.

Восточный динамический минимум ограничен с запада и востока глубинными разломами — соответственно Болтышко-Обоянским северо-восточной ориентации и близмеридиональным Криворожско-Комаричским. В северо-восточной и северо-западной его частях также имеются тектонические узлы. Они образованы пересечением Болтышко-Обоянского и глубинного разлома соответственно с Северным приосевым и Осевым глубинными разломами. Этот динамический минимум располагается на Пселско-Ворсклянской седловине. Осадконакопление здесь имело свои черты, отличные от условий осадконакопления, существовавших в депрессии.

Геодинамика юго-восточной части ДДР

В результате анализа динамической модели для юго-восточной части ДДР (рис. 2) отмечается три минимума амплитуд вертикальных смещений блоков. Первый минимум располагается в 25 км западнее Полтавы. Его ограничивает с востока Верховцевско-Львовская тектоническая зона, достигающая здесь ширины более 20 км. Амплитуды вертикальных смещений блоков в этом минимуме уменьшаются до 100 м. Второй и третий амплитудные минимумы находятся соответственно примерно в 30 км юго-восточнее Краснограда и в районе г. Харьков. В первом из них амплитуды снижаются до 100 м и менее, а во втором они уменьшаются до 50 м и даже имеются участки, где вертикальные смещения блоков не наблюдаются. Эти два амплитудных минимума ограничены с запада широким (более 20 км) близмеридиональным Орехово-Харьковским глубинным разломом и разделены между собой близширотной Жмеринско-Старобельской тектонической зоной.

Относительно высокие значения амплитуд вертикальных смещений блоков девонских пород свыше 300 м наблюдаются на северном борту южнее Ахтырки и на южном борту ДДР. Орехово-Харьковский разлом разграничивает амплитудные максимумы с запада и амплитудные минимумы с востока. Общей закономерности геодинамики для всего исследуемого участка не наблюдается, но западнее этого разлома отмечается приуроченность минимальных значений амплитуд смещений блоков пород к осевому грабену, а амплитудных максимумов смещений к бортам ДДР. Восточнее Орехово-Харьковского разлома прослеживается обратная закономерность, т. е. к осевому грабену приурочены повышенные значения амплитуд смещений блоков пород и минимумы амплитуд в прибортовых частях ДДР. Что касается месторождений УВ, то они в большей степени тяготеют к областям с повышенными значениями амплитуд вертикальных смещений блоков пород.

Связь тектоника

Девонский период развития ДДР представлен довольно мощной пачкой осадочных отложений, в которых существенное место занимают соли. Как показывают наблюдения, соляные штоки являются спутниками УВ, что вызывает повышенный интерес к ним. Соль и

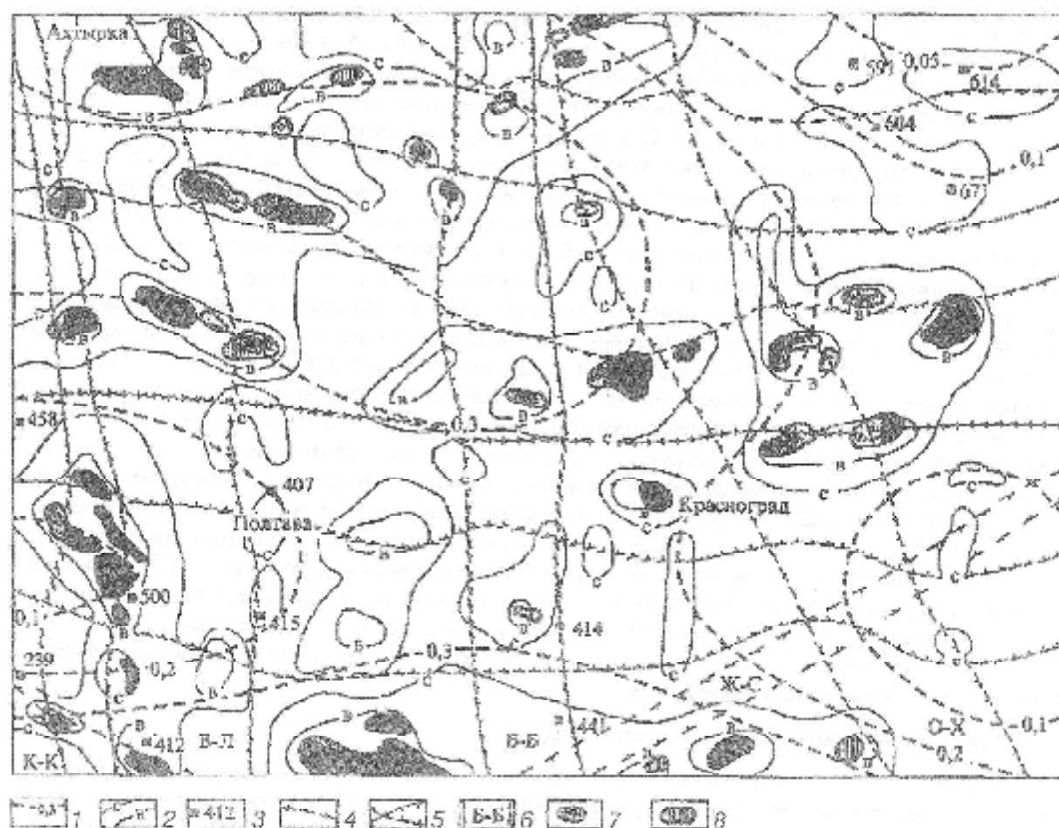


Рис. 2. Модель геодинамики блоков пород в девон для юго-восточной части ДДР

1 — изолинии амплитуд вертикальных смещений блоков пород (км); 2 — контуры вероятных локализаций месторождений углеводородов; 3 — высокотемпературные контуры; 4 — контуры средней пористости; 5 — номера скважин; 6 — осевой глубинный разлом; 7 — присевые, прибортовые и бортовые северные и южные глубинные разломы; 8 — поперечные и широтные разломы; КК — Ковалюково-Комаринский; ВЛ — Верхлацовеко-Лышувский; ББ — Балтаново-Белгородский; ЖС — Жереминки-Старобельский; ОХ — Орехово-Харьковский; 7 — месторождения УВ; 8 — то же в девонских отложениях

УВ, будучи составной частью флюидов, внедряются в вышележащие породы осадочного чехла одновременно. В результате длительных миграций УВ аккумулируются во встречающихся на их пути структурах-ловушках, а также в ловушках, создающихся в породах с участием андракнившихся солей, где в процессе продолжительного взаимодействия с осадочными породами при благоприятных термобарических условиях проходят последующие стадии их преобразований [6–8]. В периоды расширения глубинных разломов по ним с больших глубин поднимаются высокотемпературные газовые субстанции. Попадая в приповерхностные части кристаллического основания, где господствуют относительно невысокие температуры и давления, газовые субстанции охлаждаются и изменяются, превращаясь в газо-жидкие соединения. Под мощным соляным чехлом они скапливаются, создавая очень высокие давления. Имея относительно высокую температуру и давления, они могут одновременно проплавливать соль и вдавливать ее в ослабленную зону в вышележащих осадочных отложениях.

На рис. 3 приведена схема напряжений, которые могли наблюдаться на границе осадочной толщи и соляных отложений в зоне растяжения над глубинным разломом в кристаллическом основании и которые послужили причиной образования соляных куполов и соляных штоков. На рис. 3, б приведены значения плотностей пород в ослабленной зоне и

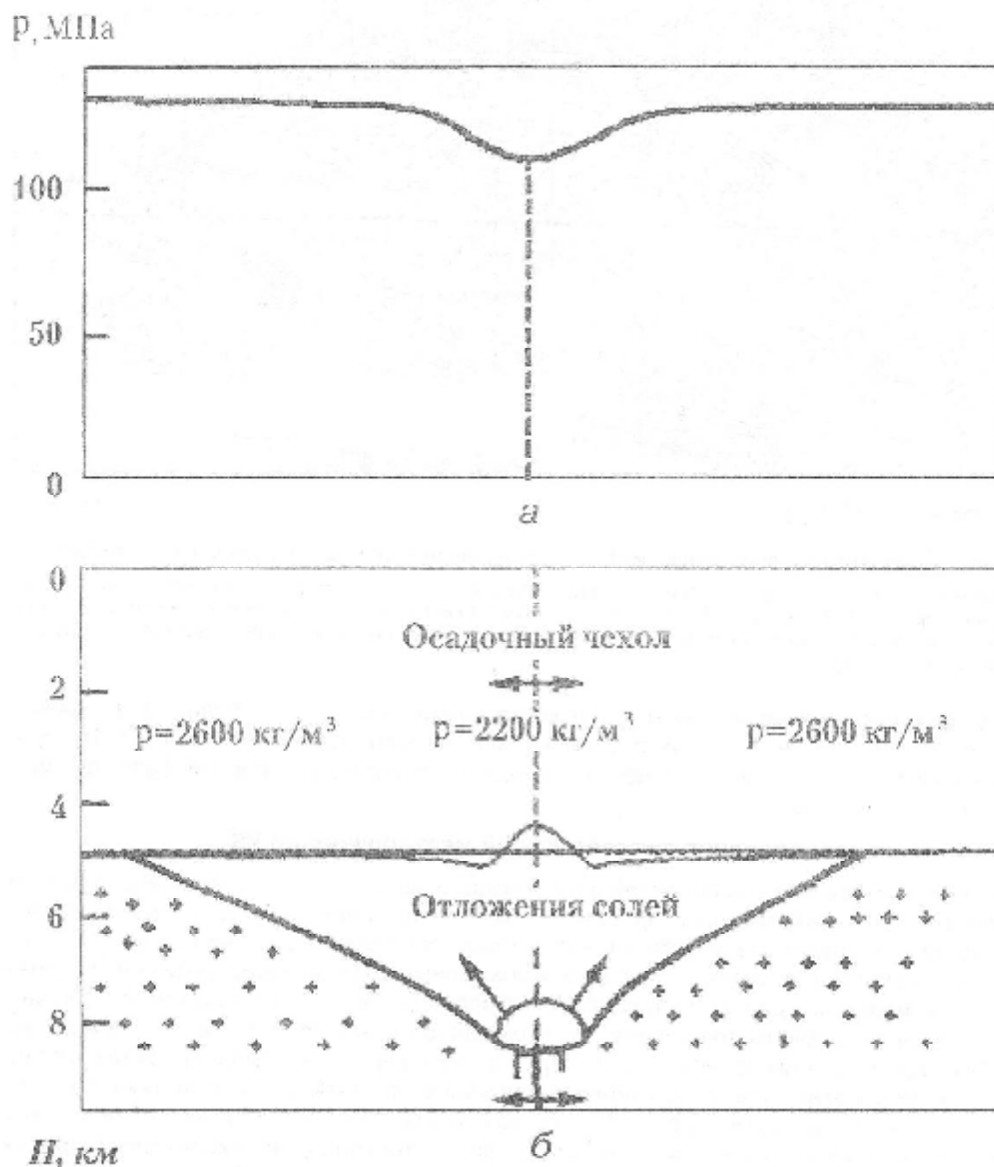


Рис. 3. Схема напряжений в осадочном чехле над восникающим соляным куполом
 а — распределение давлений со стороны осадочного чехла по поверхности соляных отложений (P — давление в кг/см^2); б — схематический разрез (σ — растущие напряжения; σ' — давления в основании солей со стороны флишцов)

за ее пределами. Такая разница в плотностях может возникнуть в том случае, если в породах с плотностью $2,6 \text{ г/см}^3$ образуется зона с повышенной микротрещиноватостью, которая увеличит в них объем пустот до 15 %. Это повлечет уменьшение плотности указанных пород до $2,2 \text{ г/см}^3$. На рис. 3, в показан перепад давлений на глубине 5 км на верхней поверхности соляного пласта непосредственно под ослабленной зоной и за ее пределами. Такая ситуация возникает в осадочных отложениях над расходящимися глубинными разло-

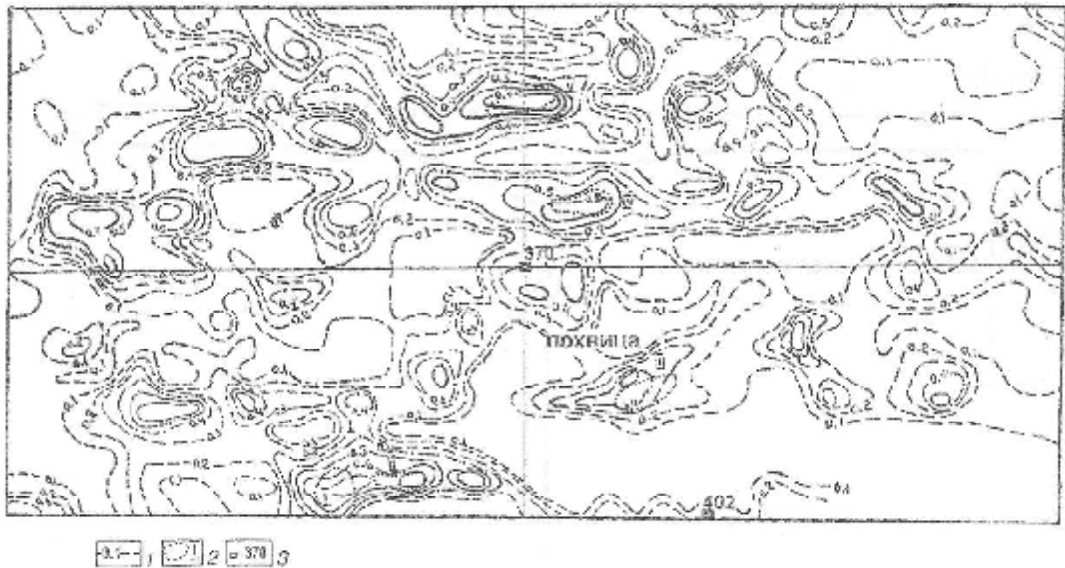


Рис. 4. Модель вероятностей локализации месторождений нефти и газа центральной части ДДФ

1 — изогипсы вероятностей локализации месторождений нефти и газа; 2 — месторождения нефти и газа; I — Гнединцевское нефтегазоконденсатное, II — Белоусовское газоконденсатное, III — Яблунское нефтегазоконденсатное, IV — Пиноко-Розышеваеое нефтегазоконденсатное, V — Анастасьевское нефтегазоконденсатное; 3 — местоположения скважин

мами. В зоне растяжения появляется множество микрограцин. Она будет представлять собой ослабленную зону, в которую под давлением снизу со стороны флюидов и с боков со стороны вышележащих пород вследствие имеющегося перепада давлений будет вдавливаться пластическая соль.

Прогнозные исследования распределений месторождений УВ

С целью поисков закономерностей в локализации месторождений УВ на исследуемых участках проведен многомерный корреляционный анализ данных о распределении по площади имеющихся здесь месторождений с распространением отложений солей и значениями тектонической активности участков, выраженных в амплитудах вертикальных смещений блоков пород. Проанализированы три названных физических параметра в 39 прямоугольных окнах (одинаковое количество окон для центральной и юго-восточной частей ДДФ). Окна расположены попереk ДДФ с шириной перекрытия 4 км. В пределах каждого из окон точки снятия этих параметров чередовались через 4 км как вдоль окон, так и попереk их. Всего в окне их насчитывалось 156. С целью анализа степени взаимного влияния этих трех физических параметров в зависимости от расстояния они анализировались в пределах каждого окна по профилям, расположенным на расстоянии 0, 4 и 8 км от западной его границы. Было решено регрессионное уравнение, увязывающее в пределах окна такой параметр, как вероятность наличия месторождения, с геодинамическим параметром и вероятностью наличия соли, с учетом их пространственной взаимосвязи на расстояниях 4 и 8 км с запада на восток:

$$P_m = k_0 + k_1 \Gamma^0 + k_2 P_c^0 + k_3 P_c^4 + k_4 \Gamma^4 + k_5 P_c^4 + k_6 P_c^8 + k_7 \Gamma^8 + k_8 P_c^8, \quad (2)$$

где k — весовые коэффициенты; P_m — вероятность наличия месторождения в выбранном окне; P_c^0, P_c^4, P_c^8 — то же в точках на профилях, отстоящих внутри этого окна от крайнего западного на расстоянии 4 и 8 км; $\Gamma^0, \Gamma^4, \Gamma^8$ — геодинамические параметры в точках точек профилей окна, отстоящих от западной его стороны на расстоянии 0, 4 и 8 км; $P_c^0, P_c^4,$

$P_{0,4}$ — вероятности наличия солей в точках трех профилей выбранного окна, отстоящих от его западной стороны на расстоянии 0, 4 и 8 км.

Коэффициенты множественной корреляции, отражающие тесноту взаимосвязи прогнозируемой величины (P_{ij}) со множеством анализируемых параметров, в каждом из 39 окон, варьируют в пределах 0,7–0,9. По регрессионным уравнениям (2) составлены прогнозные модели вероятной локализации месторождений УВ на исследуемых площадях. Они представлены на обобщенном рис. 2 и 4.

На рис. 2 приведена прогнозная модель локализации месторождений УВ в юго-восточной части ДДР. Здесь показаны два типа прогнозных контуров. Это контуры высокой и средней вероятностей ожидаемых локализаций месторождений. Представляют интерес контуры средней вероятности локализации, так как они меньше тяготеют к известным уже месторождениям, а в большей степени выявляют участки, где нет месторождений, но имеется вероятность их обнаружения по выявленным закономерностям распределения месторождений на исследуемой площади.

На рис. 4 представлена модель вероятностей локализации месторождений нефти и газа центральной части ДДР. Здесь показаны зоны локализации месторождений. Изолиния 0,4 объединяет многие известные месторождения и прослеживает направление зон локализации указанных на рисунке месторождений. Все они на карте попадают в зоны повышенных вероятностей локализации месторождений. Поэтому площади, ограниченные изолинией с прогнозной вероятностью локализации месторождений равной 0,4, уже можно отнести к ряду перспективных, заслуживающих повышенного внимания и более детального их исследования. Анализ взаимоположения площадей распространения прогнозной вероятности локализации месторождений и динамического минимума, проектируемого на Лохвицкую депрессию, обнаруживает осевую симметрию локализации залежей УВ. Линия значений амплитуд смещений блоков, равных 0,1 км, пересекает восемь локализаций с прогнозной вероятностью 0,4, что составляет больше 40% общей ее длины. То есть перспективные площади пространственно локализуются в соответствии с конфигурацией динамического минимума, в основном концентрируясь в окрестности его изолинии 0,1 км. В направлении к центру динамического минимума такой закономерности не наблюдается. Подобная симметрия может быть использована при прогнозировании залежей УВ в районах с аналогичным геологическим строением.

Заключение. В целом осевой грабен, или рифт, в девонское время представлял собой зону интенсивного растяжения, в которую внедрялась соль под воздействием давлений со стороны вышележащих пород по обе стороны от зоны растяжения, а также давлений снизу, со стороны поднимающихся по глубинным разломам флюидов и скапливающихся под соляными толщами. Флюиды, поднимаясь по ослабленным зонам вместе с солями, создавали скопления УВ часто в непосредственной близости от соляных штоков.

1. Гавриш В. К., Орищенко И. В. Моделирование геодинамики девонского периода развития Днепровско-Донецкого рифтогена // Док. НАН України. — 2001. — № 2. — С. 121–127.
2. Гавриш В. К., Орищенко И. В. Применение сейсмического просвечивания при прогнозировании комбинированных нефтегазовых залежей // Докл. АН УССР. Сер. Б. — 1991. — № 3. — С. 102–106.
3. Крамбейн У., Грейбилл Ф. Статистические модели в геологии. — М.: Мир, 1969. — 398 с.
4. Лебедев Т. С., Орищенко И. В. Методика расчетов возможных изменений скоростей распространения продольных упругих волн в породах при различных глубинных РТ условиях // Геофиз. журн. — 1983. — Т. 5, № 2. — С. 43–47.
5. Лебедев Т. С., Орищенко И. В., Корчин В. А. Многомерный регрессионный анализ лабораторных данных об упругих свойствах пород при высоких РТ режимах в связи с изучением глубинных зон земной коры // Там же. — 1979. — В. 87. — С. 55–62.
6. Орищенко И. В. Космические аспекты дегазации Земли, происхождение и распространения углеводородов // Матер. Междунар. конф. памяти акад. П. Н. Кропоткина. — Москва, 20–24 мая 2002 г. — С. 55–57.

7. Орищенко И. В. Статистический метод скоростного расчленения геологического разреза осадочного бассейна // Геол. журн. — 1993. — № 2. — С. 98–105.
8. Орищенко И. В. Пути прогнозирования нефти и газа с использованием геофизических данных // Там же. — 2006. — № 3. — С. 29–34.
9. Орищенко И. В., Галяш В. К., Горбанко В. С. и др. Структурные и литофизические параметры нефтегазоносных горизонтов центральной части Днепровско-Донецкой впадины // Там же. — 1997. — № 3–4. — С. 15–21.
10. Орищенко И. В., Чарченко Ю. А. Теоретичні уявлення про глибинну природу нафти // Нафт. і газ. пром-сть. — 2001. — № 2. — С. 11–12.
11. Салигауб В. Б., Чекунов А. В., Трипольский А. А. и др. Глубинное строение Украинского щита по сейсмическим данным // Строение земной коры и верхней мантии по данным сейсмических исследований. — Киев: Наук. думка, 1977. — С. 42–52.
12. Харбуз Дж. У., Давтон Дж. Х., Девис Дж. К. Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть. — М.: Недра, 1981. — 246 с.

Ин-т геол. наук НАН Украины,
Киев
E-mail: orishenko@list.ru

Статья поступила 23.10.06