

время, главным образом в дроздовское, сложились условия для жизнедеятельности организмов-каркасообразователей.

В заключение выше изложенного отметим следующее.

Наиболее мощные толщи органогенных карбонатных отложений, состоящих из желваково-аккумулятивных цианобактериальных банок и желваково-детритовых багрянковых построек приурочены к палеоподнятиям шельфовых зон северной и юго-западной частей Припятского прогиба. Для пород органического генезиса характерны интенсивные постседиментационные преобразования: доломитизация, выщелачивание, перекристаллизация, приводившие к формированию высокоёмкостных коллекторов. В Туровской центриклинали формирование чистых известняков периодически осложнялось сносом со стороны Микашевичско-Житковичского выступа и Украинского щита терригенного материала, поэтому на данной территории, перспективными с точки зрения образования коллекторов являются не только карбонатные органогенные, но и песчаные отложения. Толщи, сложенные скоплениями отмерших организмов, подвергшиеся процессам разложения, являлись поставщиками преобразованного органического вещества, потенциального источника генерации углеводородов [4]. Северная зона ступеней является основным нефтеносным районом Припятского прогиба, здесь выделено несколько зон нефтенакпления: Судовицко-Березинская, Александровская, Речицко-Вишанская, Червонослободская, Руднинско-Малодушинская и др., в которых уже открыт и разведан ряд месторождений нефти, однако, карбонатные органогенные отложения литологической пачки М<sub>6</sub> в объёме туровского и дроздовского горизонтов елецкого надгоризонта, как и тонежского горизонта задонского надгоризонта, по-прежнему остаются здесь перспективными на открытие новых месторождений углеводородного сырья [4, 6].

1. Антипенко С. В., Саченко Т. Ф., Кручек С. А. О палеогеографических реконструкциях и организмах-индикаторах условий образования нефтеперспективных органогенных отложений юго-западной части раннефаменского Припятского бассейна седиментации // Актуальные проблемы современной геологии, геохимии и геофизики. Брест: БрГУ, 2011. Ч. 1. Геология и геохимия. С. 22–24.

2. Антипенко С. В., Саченко Т. Ф., Кручек С. А. Палеогеографические особенности формирования нижнефаменских нефтеперспективных образований северо-западной части Припятского прогиба // Проблемы региональной геологии и поисков полезных ископаемых. Мн.: БГУ, 2013. С. 3–5.

3. Антипенко С. В., Кручек С. А., Саченко Т. Ф. Об особенностях формирования нефтеперспективных органогенных образований нижнего фамена северо-восточной части Припятского прогиба // Актуальные проблемы наук о Земле. Геологические и географические исследования трансграничных регионов: Матер. Международ. науч.-практ. семина. Брест, 21–25 сент. 2015 г. Брест: БрГУ, 2015. С. 24–28.

4. Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы: к 70-летию Белорус. науч.-исслед. геологоразведоч. ин-та. Мн.: Беларуская навука, 1997. С. 171–508.

5. Обуховская Т. Г., Кручек С. А., Пушкин В. И. и др. Девонская система // Стратиграфические схемы докембрийских и фанерозойских отложений: Объяснительная записка. Мн.: БелНИГРИ, 2010. С. 98–114.

6. Синичка А. М., Ланкуть Л. М. Состояние изученности сложнопостроенных ловушек нефти в Припятском прогибе // Геология, поиски и освоение месторождений полезных ископаемых Беларуси: Мн.: БелГЕО, 2007. Вып. 2. С. 74–99.

УДК 551.1

## ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГНОЗНОЙ МЕТОДИКИ ДЛЯ ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДОВ В РАЗРЕЗАХ СКВАЖИН

Л. В. Скакальська<sup>1</sup>, А. В. Назаревич<sup>1</sup>, Е. С. Струк<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Карпатское отделение Института геофизики НАН Украины, ул. Научная 3б,  
79060 Львов, Украина; skakalska.sbigph@gmail.com; nazarevych-a@cb-igph.lviv.ua

<sup>2</sup> Национальный университет «Львовская Политехника», ул. Степана Бандеры, 28а,  
79000 Львов, Украина; struk@polynet.lviv.ua

При поиске залежей нефти и газа в разрезах скважин в коллекторах со сложным строением влияние на каротажные данные побочных факторов усложняет определение петрофизических характеристик, типа насыщения пород-коллекторов. Поэтому повышение точности и эффективности прогнозирования пористости и типа флюидонасыщения пород в разрезах скважин актуально. Наша комплексная математическая методика предлагает достоверное решение этой задачи.

В разработанной методике адекватной физической модели пористой флюидонасыщенной горной породы соответствует система теоретических и эмпирических соотношений между параметрами сжимаемости, сдвига, пористости, давления для определения типа флюида – заполнителя пор [1–4]. Эмпирические зависимости между упругими параметрами и коллекторскими характеристиками пород строятся по параметрической базе региона.

Различение типа флюида в порах пород выполняется по функции минимизации модуля отклонения скорости, рассчитанной согласно физико-математической модели, от скорости, полученной по данным интервального времени:

$$\Phi = \min_{\varphi_{j\min} \leq \varphi_j \leq \varphi_{j\max}} \{ \Phi_1, \Phi_2, \Phi_3, \Phi_4 \}, j = \overline{1, n}; i = \overline{1, m}; \quad (1)$$

где

$$\Phi_1 = \left| \sqrt{\frac{1}{\rho_1^T \cdot \beta_1^c} + \frac{4}{3} \cdot \frac{\mu_1^\phi}{\rho_{o1}}} - V_1^{AK(CK)} \right|, i = 1;$$

$$\Phi_2 = \left| \sqrt{\frac{\left[ \left( \frac{1}{\rho_i^T} - \varphi_{ij} \right) \cdot \rho_i^T \cdot \left( \frac{1}{\beta_i^\phi} + 4 \cdot \mu_i^\phi \right) - 4 \cdot \mu_i^c \cdot \rho_i^\phi \right] \cdot \left[ \frac{1}{\mu_{i-1}^c} - \frac{5 - \nu_i^T}{3} \cdot \frac{15 \left( \mu_i^\phi - \mu_{i-1}^\phi \right) + 4 \mu_{i-1}^\phi \mu_i^\phi \left( \mu_i^\phi - \beta_{i-1}^\phi \right)}{15 \mu_{i-1}^\phi \mu_i^\phi} \right] + 4 \cdot \rho_i^\phi}{3 \cdot \left( \frac{1}{\rho_{ij}^T} - \varphi_{ij} \right) \cdot \rho_i^T \cdot \rho_i^\phi}} - V_i^{AK(CK)} \right|,$$

$$i = \overline{2, n-1}; k = \overline{n-1, 2};$$

$$\Phi_3 = \left| V_{pn}^\phi - V_n^{AK(CK)} \right|, i = n; \varphi = 0; P \geq 80 \text{ МПа}; \Phi_4 = \left| \sqrt{\left( \frac{1}{\beta_i^\phi} + 4 \mu_i^\phi \right) 3 \rho_{oi}^\phi} - V_i^{AK(CK)} \right|, i = \overline{1, n}.$$

$j = \overline{1, m}$  – количество значений пористости, измеренных в однородном  $i$ -м прослое;

$i = \overline{1, n}$  – количество прослоев или значений интервального времени для отдельного разреза;

$\beta_i, \mu_i, \varphi_{ij}, \rho_i$  – параметры сжатия, модуля сдвига, пористости, давления, приведённые к безразмерным величинам;

$\nu_i^T$  – коэффициент Пуассона твёрдой матрицы породы;

$\rho_i^\phi, \rho_o^\phi, \rho_o^c$  – плотность флюида, матрицы, объёмная плотность двухфазной среды;

$V_{AK(CK)}^{\phi}, V_p$  – скорости продольных волн: по каротажу АК/СК, рассчитанная по прогнозной методике;

$c, \phi, T$  – указатели сухой породы, флюида, твёрдой матрицы горной породы.

Для определения минимального среди первых трёх модулей функционала (1) сравнение выполнено с рассчитанными величинами скоростей для газонасыщенных или сухих пород. Если минимальной окажется разность в четвёртом модуле – наиболее вероятным наполнителем пор прогнозируется жидкий флюид. В методике предусмотрено проведение исследования по различению типа флюида (нефти и воды) в порах породы-коллектора [4].

Если данных АК/СК для скважин или отдельных интервалов их разрезов нет, то применимы построенные корреляционные соотношения для исследований по методике с использованием данных других каротажей. Методика реализуется программным обеспечением, разработанным в среде Fortran и Excel.

Разработанная методика апробирована на данных скважин ряда структур Западного нефтегазоносного региона Украины. Выявлены в скважинах, не зафиксированные предыдущими исследованиями, тонкие (от 0,1 м) прослой с существенной пористостью и заполнением газом, водой, нефтью (рис.), а также прослой с практически нулевой пористостью, являющиеся экранами.

По анализу рассчитанных по методике упругих характеристик имеющихся в разрезах исследуемых скважин пород послойно спрогнозированы пористость и тип заполнителя пор. Прослежены отличия в упругих и коллекторских характеристиках пород разного типа и геодинамического генезиса. В таблице представлен фрагмент результатов проведённых нами исследований разреза скв. 3-Бучачская для интервалов с глинистыми известняками. Поведение величин скоростей продольных и поперечных волн, плотности на представленном интервале (рис., б) характерны для пород с глинистыми известняками.

В теоретических расчётах нашей методики используются эмпирические корреляционные соотношения, связывающие эффективное давление, пористость и сжимаемость сухой и насыщенной

жидкостью породы геологических разрезов конкретных скважин, для пород разного типа и геодинамического генезиса. Новый результат – впервые спрогнозированные в разрезах ряда скважин тонкие нефте-, водо- и газонасыщенные слои и прослои. Таким образом, методика позволяет искать ловушки неструктурного типа. Рассчитываются упругие характеристики слоёв разрезов скважин.

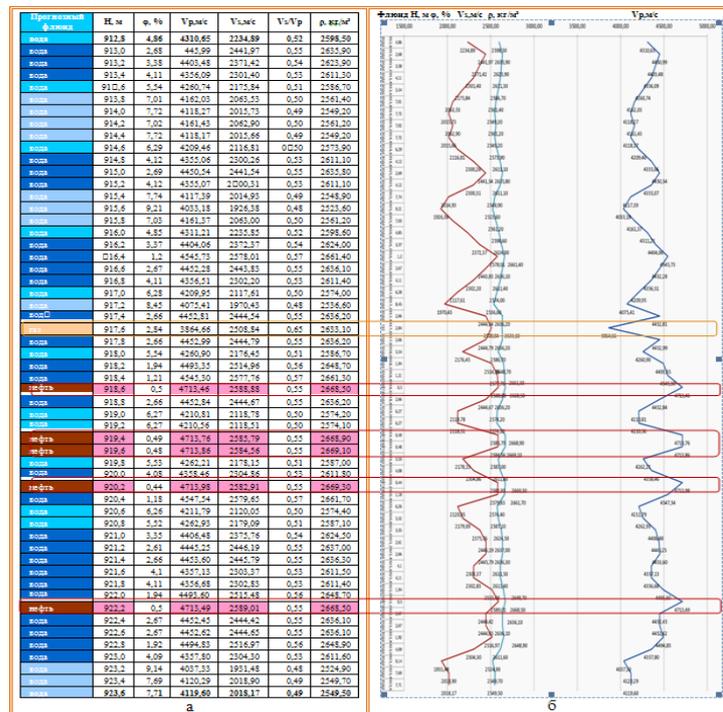


Рисунок – Пример результатов расчета по прогнозной методике для интервала гл. 912,8–923,6 м (глинистые известняки) разреза скв. 3-Бучачская по данным АК  
 а – значения упругих параметров для тонких слоёв и прогнозируемый наполнитель пор – газ, нефть или вода; б – поведение скоростей упругих волн и плотности на представленном интервале

Таблица – Усреднённые значения упругих параметров разреза скв. 3-Бучачская для интервалов с глинистыми известняками и различным наполнителем пор

Порядковый номер интервала	Исследуемый интервал с глинистыми известняками	V <sub>p</sub> , м/с	V <sub>s</sub> , м/с	V <sub>s</sub> /V <sub>p</sub>	ρ, кг/м <sup>3</sup>	ρ, МПа	φ, %	(μ, Па)·10 <sup>11</sup>		
D	1	113,6-115,8	3695,35	1806,49	0,50	2563,73	1,13	6,87	0,13	
	2	143,4-147,8	4140,41	2040,93	0,50	2605,85	1,43	4,09	0,14	
S	3	870,2-884,4	4240,97	2380,87	0,56	2610,09	8,00	3,82	0,18	
	4	912,8-923,6	4137,38	2289,25	0,56	2587,30	9,34	5,49	0,15	
	5	903,4-907,4	3391,09	2333,10	0,69	2333,32	9,30	8,04	0,23	
	6	990,0-1004,4	3578,66	2349,62	0,66	2520,98	9,76	9,36	0,24	
	7	1021,4-1032,6	3572,16	2331,52	0,65	2502,47	10,07	10,43	0,25	
	8	1045,4-1053,8	3585,51	2360,29	0,66	2514,73	10,29	9,73	0,24	
	9	1199,6-1207,2	3744,04	2465,71	0,66	2564,42	11,78	6,84	0,23	
	10	1215,8-1226,6	3731,47	2454,31	0,66	2545,87	11,97	7,91	0,22	
	11	1236,8-1244,8	3669,01	2434,55	0,66	2523,31	12,16	9,23	0,24	
	12	1264,0-1327,0	3712,14	2460,93	0,66	2533,18	12,68	8,65	0,23	
	13	1330,4-1332,2	3798,33	2506,35	0,66	2578,27	13,05	6,03	0,20	
	Значения параметров для глинистых известняков разреза:		максимальное	4246,97	2506,35	0,66	2616,09	13,05	10,43	0,25
			минимальное	3572,16	1806,49	0,50	2502,47	1,13	3,82	0,13
			среднее	3784,86	2325,69	0,62	2553,04	9,36	7,47	0,20

Методика обеспечивает надёжное прогнозирование физических характеристик и типа наполнителя пор пластов. Построены выражения для расчёта коэффициентов эмпирических соотношений методики, применимых для произвольного геологического региона с имеющейся параметрической базой.

**Выводы.** Результаты проведённых нами с использованием комплексной прогнозной методики и разработанного программного обеспечения исследований каротажных данных позволяют эффективно определять слои с газом, водой или нефтью.

1. Вербицкий Т. З., Починайко Р. С., Стародуб Ю. П. и др. Математическое моделирование в сейсморазведке. Киев: Наук. думка, 1975. 275 с.

2. Скакальська Л. В. Прогнозирование физических и коллекторских свойств пород-коллекторов для поиска нетрадиционного газа // Баку: Научные труды. 2014. № 1. С. 4–10.

3. Скакальська Л. В. Назаревич А. В. Прогнозирование нефтегазодонасыщенности пород разной литологии и геодинамического генезиса в разрезах скважин // Геодинамика. 2015. № 1(18). С. 102–119 (на украинском языке).

4. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика прогнозирования нефтегазоносности пород разрезов скважин // Нефть, газ и бизнес. 2016. № 3. С. 38–44.

УДК 551.761.1(476-12)

## О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ РАЗВИТИИ ГОМЕЛЬСКОЙ СТРУКТУРНОЙ ПЕРЕМЫЧКИ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ СТРУКТУР В КОРЕНЁВСКОЕ ВРЕМЯ РАННЕГО ТРИАСА

**В. И. Толстошеев, С. А. Кручек, П. О. Сахарук**

Филиал «Институт геологии» Государственного предприятия «НПЦ по геологии», ул. Академика Купревича 7, 220141 Минск, Республика Беларусь; polina.sakharuk@gmail.com

О присутствии отложений триасовой системы за пределами Северо-Припятского разлома, в том числе и на Гомельской структурной перемычке, выделенной Р. Г. Гарецким и др. [1, 2], указывалось в ряде работ В. К. Голубцова и К. Н. Монкевича [3–6, 10]. Однако какой-либо конкретный материал по ним не приводился. Более подробно этот вопрос был рассмотрен в 2015 г. в отчёте В. И. Толстошеева, С. А. Кручека и И. Д. Кудрявца «Разработка геолого-генетических моделей формирования девонско-мезозойских отложений Северо-Припятского плеча Припятского прогиба в связи с поисками полезных ископаемых». В результате было установлено, что на исследуемой территории нижнетриасовые отложения распространены только вдоль южной прибортовой зоны Северо-Припятского плеча, занимают южную часть Гомельской структурной перемычки (Урицкий, Рандовский, Пионерский, Сосновский, Западно-Сосновский и Терешковичский блоки и Чёнковский грабен), а также заходят в пределы Клинцовского грабена (Костюковский, Гомельский и Новобелицкий блоки). В северном направлении они простираются до населённых пунктов Телеси, Урицкое, Ветка (рис.). На подстилающих образованиях коренёвские отложения залегают трансгрессивно с крупным стратиграфическим несогласием, но в спокойном горизонтальном положении, без тектонических нарушений, что хорошо видно на временных сейсмических профилях. В пределах южных прибортовых участков Паричской (скв. Южно-Борецкая 1) и Хатецкой (скв.: Городокская 4, Хатецкая 2 и Решетниковская 6) ступеней Северо-Припятского плеча (за пределами рис.) они ложатся на породы каменноугольной или пермской систем. На восточных участках Хатецкой и Телешинском блоке (скв. Вишнёвка 805) Городокской ступени плеча коренёвские песчаники перекрывают терригенные образования франского (Вишнёвка 805) и карбонатные породы (скв. Борховская 1) фаменского яруса верхнего девона. На Гомельской структурной перемычке коренёвские отложения залегают в основном на породах франского яруса верхнего девона, что установлено на южном участке Урицкого (скв.: Урицкие 3, 18, 75, Рандовка 80), Рандовском (скв.: Прибор 19, 20, 82, 83д, 84, Рандовка 81), Пионерском (скв. Центролит 1), Сосновском (скв. Сосновка 792), Западно-Сосновском (скв. Сосновка 784), Бобовичском (скв. Чкалово 822), Терешковичском блоках и в Чёнковском грабене (скв.: Чёнки 1, Калинина 90у и др.). В скв. Урицкая 4 коренёвские образования залегают на гранитном ксенолите, который геологами воспринимался как выступ кристаллического фундамента. Но как показали сейсмические исследования, этот выступ, скорее всего, является ксенолитом, который образовался в процессе активной вулканической деятельности на Гомельской перемычке в конце франского века позднего девона. В Клинцовском грабене на Костюковском блоке (скв. Поколюбичи 1мв) отложения свиты перекрывают эродированные породы полоцкого горизонта живецкого яруса среднего девона, а на Гомельском (скв.: Гомель 3мв и 9) и Новобелицком (скв. Ново-Белица 9бу) блоках они залегают на образованиях наровского надгоризонта эйфельского яруса среднего девона. Как на Гомельской структурной перемычке, так и на сопредельных структурах перекрываются коренёвские отложения также со стратиграфическим несогласием преимущественно песчано-глинистыми породами батского яруса средней юры, и только в южной части перемычки (скв.: Центролит 1, Ченки 1, Чкалово 822 и др.) на песчаниках коренёвской свиты залегают глинистые породы мозырской свиты нижнего триаса.