

При использовании эталона, составленного из подтвердившихся структур, связи значительно ослабляются, но во всех вариантах являются значимыми (0,68; 0,65; 0,78).

При расчете коэффициентов корреляции для неподтвердившихся структур связи еще более ослабляются и в двух случаях из трех становятся статистически незначимыми.

В случае, когда имеются данные по всем трем вышерассмотренным эталонам, суммарную вероятность подтверждения подготовленной структуры можно будет определить по следующей формуле:

$$P_{\Sigma} = -0,0361 Z_1 + 0,0399 Z_2 + 0,1163 Z_3 + 0,4495$$

при $R = 0,96$, отношение $F_p / F_t = 28,5$.

По данной формуле все эталонные и прогнозные структуры были расклассифицированы верно.

По построенным вероятностно-статистическим моделям в течение последних пяти лет были оценены более 20 поднятий, подготовленных к глубокому бурению. Прогноз выполнялся всегда до постановки на структуре глубокого бурения. К настоящему времени 15 структур, по которым выполнен прогноз, разбурен. Прогноз подтвердился по 12 структурам, что свидетельствует о достаточно высокой эффективности построенных геолого-математических моделей прогноза подтверждаемости структур, подготовленных сейсморазведкой к глубокому бурению.

Получено 11.01.2000

УДК 553.061

И. В. Ванцева

Пермский государственный технический университет

ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ ЭЙФЕЛЬСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Подсчитаны ресурсы углеводородов эйфельских отложений для территории Пермского Прикамья объемно-генетическим методом.

Особенностью терригенного девона в Прикамье является относительно невысокое содержание органического вещества (ОВ). По данным Е. С. Ларской и К. Ф. Родионовой*, ОВ находится, как правило, либо в сорбированном состоянии, либо в виде экзинитового микродетрита, и принадлежит к сапропелевому типу. Снизу вверх по разрезу терригенного девона наблюдается

* Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтематеринских толщ. М.: Недр, 1983. 200 с.

прогрессирующее возрастание роли экинитовых компонентов и водорослевого микродетрита и, вплоть до пашийского горизонта, снижение роли сапропелевого колломорфного ОВ.

Все это в совокупности с количественными различиями создает различные картины распределения фациально-генетических типов ОВ в разновозрастных толщах.

В среднедевонских литолого-стратиграфических комплексах (эйфельском, живетском, пашийском и кыновском) максимум мощности пород (30-100 м) с концентрацией ОВ выше 0,3% приурочен к центральной части изучаемой территории. При этом для каждого комплекса наблюдается отчетливая тенденция возрастания концентрации ОВ, мощности НГМП и плотности ОВ к югу и юго-востоку. Локальные максимумы содержания ОВ (мощностью 5-10 м при концентрации ОВ от 0,3 до 1,0%) в эйфельской толще зафиксированы в пределах Пермского свода, Верхнекамской и Бымско-Кунгурской впадин.

Несмотря на общность тенденций в распределении ОВ, в эйфельской и других толщах терригенного девона наблюдается ряд различий. Например, отмечается уменьшение в живетской толще локальных максимумов и их исчезновение в пределах Верхнекамской впадины. В терригенной толще нижнефранкских отложений (кыновский и пашийские горизонты) отмеченная тенденция увеличивается.

Для оценки прогнозных ресурсов эйфельских отложений вся территория была разбита на участки, критерием для выделения которых послужили литолого-фациальная карта, карта мощностей нефтегазоматеринских пород эйфельского возраста и карта распределения ОВ по площади исследования.

Катагенные факторы способствуют реализации нефтегазогенерационных возможностей ОВ как в части новообразования, так и в части эмиграции битумоидов и газообразных УВ, определяют темпы и время начала активного нефте- и газообразования. Поэтому при выделении подсчетных участков использовалась схематическая карта зональности катагенеза ОВ пород девонского терригенного комплекса, выполненная в КамНИИКИГС в 1996 году.

По данным Е. С. Ларской, максимальные концентрации ОВ (до 20%) и наибольшие его массы в морских отложениях связаны с карбонатными и глинисто-карбонатными породами, сформированными в центральных, относительно глубоководных зонах, и в значительно меньшей степени – с глинами. Действительно, в среднедевонских толщах песчано-алевролитовые породы чаще всего почти не содержат ОВ ($C_{орг} < 0,05\%$). Однако уже в девоне в прибрежных зонах с этими породами на отдельных участках связаны концентрации ОВ значительно большие, чем в глинах ($C_{орг}$ колеблется соответственно от 0,3 до 5,0 % и от 0,3 до 1,0%).

В прибрежных и мелководно-морских фациях эйфельского бассейна все типы пород в равной степени бедны ОВ ($C_{орг}$ менее 0,3%), что характерно для внутриконтинентальных бассейнов в зоне аридного климата. То есть последовательность литотипов в ряду содержания ОВ в значительной мере зависит от комплекса палеофаций, свойственных каждой рассматриваемой толще.

Мощности эйфельских отложений в пределах изучаемой территории колеблются от 0 на северо-западе, западе и юге до более 500 м на востоке в сторону передовых складок Урала. В пределах Удмуртии и Кировской области на фоне общего увеличения мощностей в восточном направлении мощность эйфельских отложений сильно колеблется на близких участках - от 0 до 40 м, что объясняется особенностями литолого-фациальных обстановок. На платформенной территории максимальные отложения накапливались в пределах Пермского свода (до 122 м). Резкое увеличение мощности наблюдается в районе Предуральского краевого прогиба (до 210 м) и дальнейшее увеличение на восток под передовые складки Урала.

Выделение подсчетных участков базировалось на необходимости дифференциации однотипных литолого-фациальных характеристик, близких суммарных мощностей НГМП с близкими значениями содержания ОВ и сходной зональности катагенеза.

В пределах эйфельских отложений выделяется 8 подсчетных участков, существенно различающихся по содержанию ОВ и мощности (табл. 1), по которым проводилась оценка масштабов генерации и аккумуляции жидких углеводородов для эйфельской толщи на основе объемно-генетического метода (табл. 2).

Первый подсчетный участок территориально занимает большую часть Верхнекамской впадины, северную часть Татарского свода и южные участки Камского свода. Осадки мощностью всего 5-39 м отлагались в начале эйфельского века в условиях приморской внутриконтинентальной равнины и в позднеэйфельское время - в прибрежно-морских условиях, в зоне катагенеза МК₁. Мощность нефтегазоматеринских пород - 11 м, глубина залегания осадков в среднем для участка составляет 2120 м, площадь - 51200 км². Содержание ОВ в терригенных породах охарактеризовано результатами исследований по 3 скважинам и колеблется в пределах 0,15-0,57%, составляя в среднем 0,36%. Битумоидный коэффициент изменяется от 0,7 до 7,5%, среднее значение - 4,1%.

Второй подсчетный участок занимает центральную часть изучаемой территории (восточная часть Верхнекамской впадины, Ракшинская седловина, Висимская впадина, Пермский свод). Осадки накапливались в прибрежно-морских литолого-фациальных условиях. Общая мощность их значительно выше - 39-122 м, средняя мощность НГМ пород - 40,2 м, глубина залегания около 2200 м. Этот участок находится в единой зоне катагенеза с первым - МК₁. Концентрация ОВ на участке 2 - одна из самых высоких по всей эйфельской толще: в районе Висимской впадины она достигает 1,85%, средняя величина по участку - 1,02%. Высокое значение битумоидного коэффициента (4,3%) отмечается для платформенной части исследуемой территории.

Третий и четвертый подсчетные участки, приуроченные соответственно к Косьвинско-Чусовской седловине и Бымско-Кунгурской впадине, находятся в сходных литолого-фациальных условиях - приморской внутриконтинентальной равнины и прибрежно-морских и в единой зоне катагенеза МК₂. Их разделение на два участка определено разными мощностями (соответственно 34 и 84 м) и глубинами залегания (соответственно 2700 и 2100 м). Содержание ОВ и значе-

ние битумоидного коэффициента определено на 3-ем участке и принято аналогичным для 4 участка, в среднем по площади составляют соответственно 1,09 и 4,3%.

Таблица 1

Характеристика эйфельской толщи

Параметр	Номер участка							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Содержание ОВ	0,15-0,57 0,36	0,2-1,85 1,02	0,33-1,85 1,09	1,09	0,3	0,3	0,3	0,3
Битумоидный коэфф. β_{Σ}	0,7-7,5 4,1	0,2-8,4 4,3	0,2-8,4 4,3	4,3	0,8	0,8	0,8	0,8
H , м	5-39 22/11	39-122 80,5/40,2	35-101 68/34	5-28 16,5/8,2	25-110 67,5/17	5-260 132,5/66	250-400 325/75	5-192 98,5/25
S , км ²	51200	24100	6500	5800	4700	14000	21400	5700
Литолого-фациальные условия	Приморской внутриконтинентальной равнины + прибрежно-морские				Прибрежно-морские		Мелководно-морские	
Глубина залегания, м	2120	2216	2420-2990 2700	2100	2500	1260-2500 1890	3000	3200
Тектоническая зона	ВКВ, север ТС, юг КС	ВКВ, Рак.С, Вис.В, ПС	КЧС	БКВ	ЮСД	Западный склон Урала		
Зона катагенеза	МК ₁		МК ₂		МК ₃	МК _{3,4}		МК ₄
Кол-во данных	4	7	2	-	-	-	-	-

Пятый участок выделен в пределах Юрюзано-Сылвенской депрессии и характеризуется накоплением отложений в прибрежно-морских условиях на стадии катагенеза МК₃. По данным В. И. Внутских (1980 г.), концентрация ОВ в терригенных породах для территории передовых складок Урала и Предуральского краевого прогиба составляет в среднем 0,3%. Битумоидный коэффициент в пределах этой территории увеличивается с севера на юг от 0,8 до 2,6%. Из-за отсутствия более подробных данных для участка 5 и для территории Западного склона Урала при подсчете принимается минимальное значение битумоидного коэффициента - 0,8% (см. табл. 1).

Эти же значения приняты и для участков 6, 7 и 8, выделенных в пределах Западного склона Урала. На территории участка 6 осадки мощностью от 5 до 260 м накапливались в прибрежно-морской обстановке. Мощность нефтематеринских пород составляет по данным литолого-фациального анализа 66 м. В пределах этого участка наблюдается резкое погружение эйфельских отложений на запад под Уральские горы с 1260 до 2500 м.

Подсчитанные ресурсы эйфельской толщи

Наим. показат.	1-й уч.	2-й уч.	3-й уч.	4-й уч.	5-й уч.	6-й уч.	7-й уч.	8-й уч.	Сумма
Содержание ОВ, %	0,360	1,020	1,090	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	
Пересчет коэф.	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
Битум. коэф., %	4,100	4,300	4,300	4,300	0,800	0,800	0,800	0,800	
Плотн. пород, г/см ³	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	
УВ коэф., %	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	
Мощность, км	0,011	0,040	0,034	0,008	0,017	0,066	0,075	0,025	
Площадь, км ²	51200	24100	6500	5800	4700	14000	21400	5700	
Коэф. эм. нефти	0,100	0,150	0,460	0,100	0,340	0,010	0,600	0,600	
Коэф. вых. газа, %	1,500	1,500	2,000	2,000	2,000	1,500	2,000	2,000	
Коэф. вых. жид., %	0,638	1,062	1,495	0,669	0,577	0,011	1,680	1,680	
Коэф. на бен.сост.	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	
Коэф. эм. газа	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	
Коэф. акк. нефти	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	
Коэф. акк. газа	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
Стадии катагенеза	МК1	МК1	МК2	МК2	МК3	МК3-4	МК3-4	МК4	
Плотн. ОВ, тыс.т/км ²	91,080	938,400	852,380	55,200	117,300	455,400	517,500	172,500	
Кол-во ОВ, млн.т	4663,3	22615,4	5540,47	320,160	551,310	6375,60	11074,50	983,250	52124,0
Плотн. бит., тыс.т/км ²	3,734	40,351	36,652	2,374	0,938	3,643	4,140	1,380	
Кол. бит., млн.т	191,195	972,464	238,240	13,767	4,410	51,005	88,596	7,866	1567,54
Плотн. УВ, тыс.т/км ²	1,494	16,140	14,661	0,949	0,375	1,457	1,656	0,552	
Кол. УВ, млн.т	76,478	388,986	95,296	5,507	1,764	20,402	35,438	3,146	627,017
l - Кгэм, д.с.	0,900	0,850	0,540	0,900	0,660	0,990	0,400	0,400	
Поправочный коэф.	1,111	1,176	1,852	1,111	1,515	1,010	2,500	2,500	
Плотн. ген. бит., тыс.т/км ²	4,149	47,472	67,875	2,637	1,422	3,680	10,350	3,450	
Плотн. ген. УВ, тыс.т/км ²	1,660	18,989	27,150	1,055	0,569	1,472	4,140	1,380	
Плотн. ген. УВ с б., тыс.т/км ²	2,324	26,584	38,010	1,477	0,796	2,061	5,796	1,932	
Плотн. ген. бит. с б., тыс.т/км ²	5,809	66,461	95,025	3,692	1,991	5,152	14,490	4,830	
Плотн. ген. газа	1,899	19,566	23,696	1,535	3,261	9,495	14,387	4,796	
Кол-во ген. бит., млн.т	212,44	1144,07	441,186	15,297	6,683	51,520	221,490	19,665	2112,35
Кол-во ген. УВ., млн.т	84,976	457,630	176,474	6,119	2,673	20,608	88,596	7,866	844,942
Кол-во ген. бит. с б., млн.т	297,42	1601,70	617,660	21,415	9,356	72,128	310,086	27,531	2957,29
Кол-во ген. УВ с б., млн.т	118,97	640,682	247,064	8,566	3,742	28,851	124,034	11,012	1182,92
Кол-во ген. газа	0,097	0,472	0,154	0,009	0,015	0,133	0,308	0,027	1,215
Плотн. эм. бит., тыс.т/км ²	0,415	7,121	31,222	0,264	0,483	0,037	6,210	2,070	
Плотн. эм. УВ, тыс.т/км ²	0,166	2,848	12,489	0,105	0,193	0,015	2,484	0,828	
Плотн. эм. бит. с б., тыс.т/км ²	0,581	9,969	43,711	0,369	0,677	0,052	8,694	2,898	
Плотн. эм. УВ с б., тыс.т/км ²	0,232	3,988	17,485	0,148	0,271	0,021	3,478	1,159	
Плотн. эм. газа	1,804	18,587	22,511	1,458	3,098	9,020	13,667	4,556	
Кол-во эм. бит., млн.т	21,244	171,611	202,945	1,530	2,272	0,515	132,894	11,799	544,810
Кол-во эм. УВ, млн.т	8,498	68,645	81,178	0,612	0,909	0,206	53,158	4,720	217,924

Наим. показат.	1-й уч.	2-й уч.	3-й уч.	4-й уч.	5-й уч.	6-й уч.	7-й уч.	8-й уч.	Сумма
Кол-во эм.бит.с б., млн.т	29,741	240,256	284,124	2,142	3,181	0,721	186,052	16,519	762,735
Кол-во эм.УВ с б., млн.т	11,897	96,102	113,649	0,857	1,272	0,289	74,421	6,607	305,094
Кол-во эм.газа	92,368	447,955	146,324	8,455	14,560	126,285	292,478	25,968	1154,39
Кол-во акк.бит., млн.т	4,249	34,322	40,589	0,306	0,454	0,103	26,579	2,360	108,962
Кол-во акк.УВ, млн.т	1,700	13,729	16,236	0,122	0,182	0,041	10,632	0,944	43,585
Кол-во акк.бит.с б., млн.т	5,948	48,051	56,825	0,428	0,636	0,144	37,210	3,304	152,547
Кол-во акк.УВ с б., млн.т	2,379	19,220	22,730	0,171	0,254	0,058	14,884	1,321	61,019
Кол.акк.газа	92,368	447,955	146,324	8,455	14,560	126,285	292,478	25,968	1154,39

Участки 7 и 8 имеют сходные характеристики, отмеченные для всего Западного склона. Их разделение диктуется лишь разницей в мощности нефтематеринских пород (см. табл.1).

Оценка масштабов генерации и аккумуляции жидких углеводородов для эйфельской толщи на основе объемно-генетического метода показала, что наиболее перспективными участками являются второй и третий (см. табл.2).

Однако выделить и оценить перспективные участки терригенной толщи девона можно после подсчета прогнозных ресурсов живетской, пашийской и кыновской толщ.

Получено 11.01.2000

УДК 553.098.044

В.И.Галкин, А.В.Растегаев

Пермский государственный технический университет

О НЕОБХОДИМОСТИ УЧЕТА ГЕОЛОГО-ТЕКТОНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИ ПОДГОТОВКЕ СТРУКТУР К ГЛУБОКОМУ БУРЕНИЮ СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ

Для территории Пермской области изучено и количественно охарактеризовано влияние различных показателей на вероятность нефтегазонасности локальных структур

В процессе разработки способов оценки подготовки структур к глубокому бурению сейсморазведкой нами для условий Пермской области последовательно изучалось использование различных обучающих выборок, влияющих на эффективность разделения реальных и мнимых подготовленных структур. На первом этапе обучающая выборка состояла из всех подготовленных подтвердившихся и неподтвердившихся по результатам бурения структур (первый эталон) для территории Пермской области. С помощью данного эталона были построены геолого-математические модели, выполнен детальный их анализ, в результате которого было установлено, что