



А. В. Ахияров
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
A_Akhjarov@vniigaz.gazprom.ru



Ф. М. Качканас
АОЗТ «Минниоснафта»,
FKA@minoil.lt

Определение по данным ГИС причины аномально высоких показателей

продуктивности терригенных отложений
кембрия на примере месторождения
Кретинга, Республика Литва.

Часть 2. Окончание. Начало в №5, 2011.

*Статья посвящена анализу связей неоднородности нефтеносной толщи месторождения Кретинга (Литва) с ее продуктивностью.
The article analyzes the relationship field nonuniformity petroliferous strata Kretinga (Lithuania), with its productivity.*

Ключевые слова: нефтеносная толща, неоднородность, продуктивность.
Keywords: Oil bearing strata, heterogeneity, productivity.

По результатам выполненных расчетов была построена карта неоднородности (см. **рис. 4**). Следует отметить, что конфигурация изолиний неоднородности «перекликается» с изопахитами (см. **рис. 2**), хотя и не дублирует их. Подобная картина идентичности изопахит и линий К одн ИНТ в работе [4].

В авторских работах [1, 2 и 3] было неоднократно отмечено, что количественные показатели неоднородности напрямую связаны с качественными, которые зависят от фациальной принадлежности исследуемых отложений; контролируемой, в свою очередь, палеотектоническими условиями и палеогеографической обстановкой седиментации.

Качественная оценка неоднородности – определение фациальной принадлежности исследуемых отложений в целевом интервале методом визуального анализа электрометрических ПС-моделей фаций.

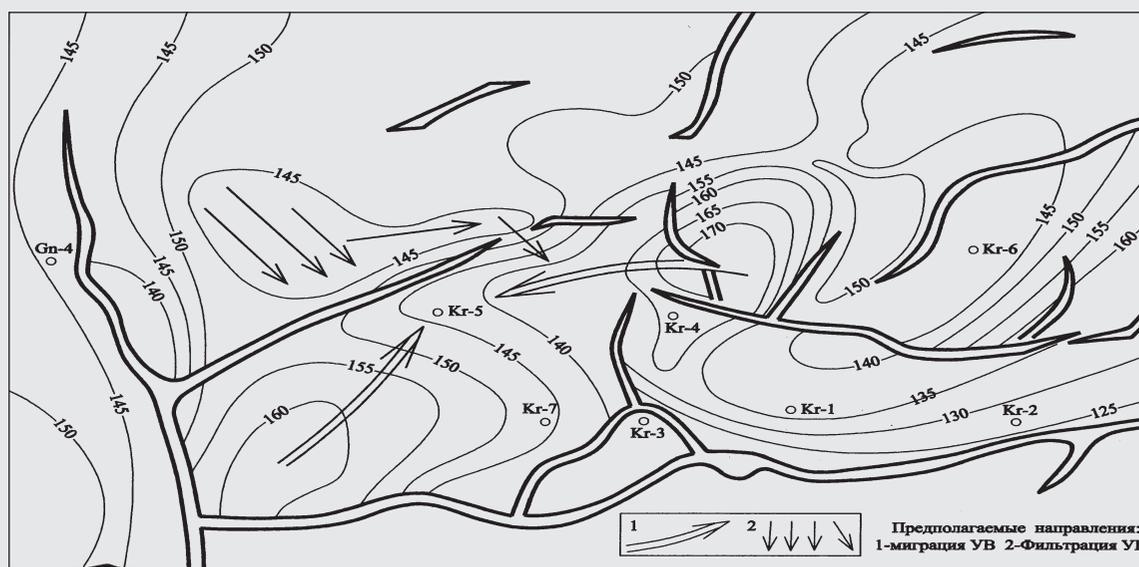
верхнего, так и нижнего исследуемых интервалов кембрийских отложений (см. **табл. 1** [6]). При этом следует отметить, что практическое значение имеет лишь верхний нефтенасыщенный интервал; исследования нижнего водонасыщенного интервала представляют, в основном, академический интерес в плане оценки литофациальной унаследованности при двух циклах развития палеореки: 1-й этап – формирование эрозионного вреза в фундамент русловыми потоками; 2-й этап – формирование базиса эрозии, где наряду с русловыми присутствуют пойменные отложения (соответственно, отложения нижнего и верхнего пропластков).

По скв. Кг - 7 и Кг - 8, ввиду отсутствия данных ПС (запись не производилась), были использованы ГК-модели.

Комплексная оценка неоднородности и установление её влияния на потенциальную продуктивность отложений кембрия.

Рис. 1.

Месторождение Кретинга (Литва). Карта общих толщин отложения кембрия. Конфигурация разломов показана в проекции на кровлю фундамента. Масштаб = 1 : 10 000.



Данная методика является одной из разновидностей фациального ГИС-анализа. Поскольку все методические приёмы подробно изложены в авторских работах [1, 2, 3, 5], в данном случае мы не будем подробно рассматривать все стадии ранжирования – от подразделения аллювиальных отложений на русловые и пойменные до детальной дифференциации по отдельным фациям. Следует отметить, что в работе были использованы данные [6, 7, 8].

По результатам выполненных исследований была составлена сводная таблица реальных ПС-моделей в масштабе 1 : 1 000, с указанием фациальной принадлежности как

Результатом комплексной оценки стало построение схемы литофациального районирования (по данным ГИС) верхнего (нефтеносного) пропластка отложений кембрия, совмещенной с картой эффективных толщин масштаба 1 : 15 000 (см. **рис. 2**). Был также выполнен кросс-плот – график зависимости потенциальной продуктивности (выражаемой через накопленную добычу жидкости) от величины К одн ИНТ – численного показателя неоднородности исследуемого интервала разреза (см. **рис. 3**). Для оценки потенциальной продуктивности необходимо использовать накопленную добычу не нефти, а жидкости, т. к.

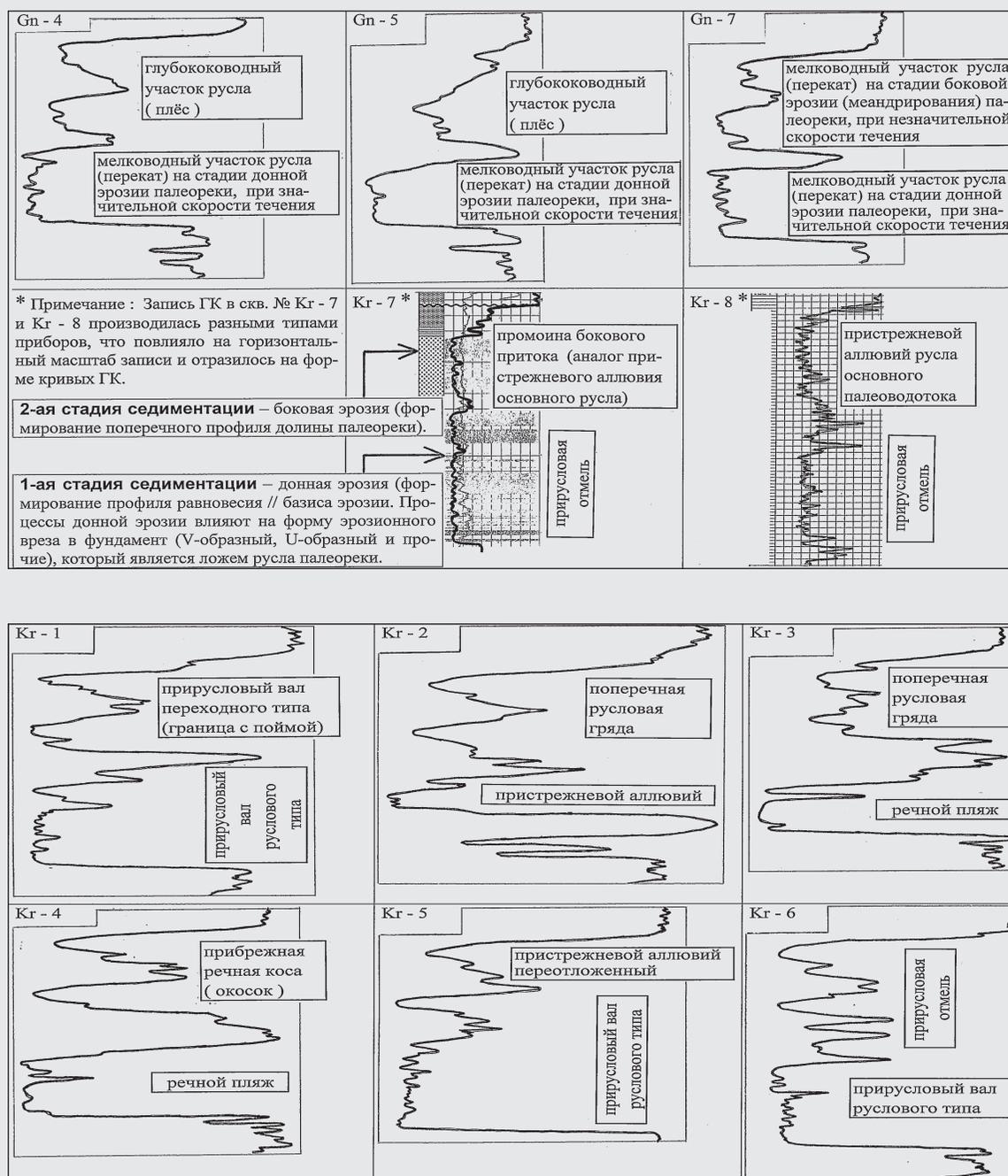


Таблица 1
Месторождение Кретинга (с сопредельной территорией месторождения Генчяй).
Реальные ПС-модели фаций (М = 1 : 1 000) кембрийских отложений – исходная информация для установления их фацальной принадлежности.

(По скв. №№ Кг - 7 и Кг - 8 приведены ГК-модели ввиду отсутствия данных ПС (запись ПС не производилась).

соотношение «нефть // вода» зависит только от гипсометрического положения скважины относительно ВНК и времени ввода скважины в работу, но никак не зависит от ФЕС пласта и степени однородности разреза. Исходную информацию для построения см. в **табл. 2**.

При этом следует отметить, что данные по скв. 8 при построении кросс-плота не учитывались, так как она была остановлена не по геологическим причинам, а по истечению срока действия лицензии.

В рамках комплексной оценки неоднородности был выполнен визуальный анализ карты неоднородности (**рис. 4**) на предмет

выявления общих закономерностей изменения неоднородности в плане палеогидродинамических условий седиментации и их соотношения с палеогеографической обстановкой осадконакопления. Результаты исследований представлены в **табл. 3**.

Комплексный анализ карты неоднородности (на предмет выявления закономерностей латерального изменения значений К одн ИНТ выполнялся в нижеописываемой последовательности:

1) По своей фацальной принадлежности разрезы всех скважин (в целевом интервале) были разбиты на две группы, которые авторы

Месторождение Кретинга. Установление зависимости потенциальной продуктивности кебрийских отложений (через накопленную добычу по жидкости (нефть + вода) и время работы скважины) от величины интегрированного коэффициента однородности – К одн ИНТ (данные по скв. 8 не учитываются).

Таблица 2

№ скв.	t работы месяцев	Накопленная добыча, м³			% от ∑ Ж	h эфф м	К одн ИНТ, доли ед.
		нефть	вода	ж(н + в)			
Кг - 3	128	12 870	3 829	16 699	5 %	18, 8	0, 0689
Кг - 4	177	17 469	54 763	72 232	21 %	20, 4	0, 3392
Кг - 5	175	128 548	66 865	195 413	58 %	14, 6	1, 0000
Кг - 7	11	25 332	25 882	51 214	15 %	8, 2	0, 1953
Кг - 8	3	589	12	601	1 %	19, 6	0, 2321
Добыча ВСЕГО :		184 808	151 351	336 159	100 %		

Месторождение Кретинга (с сопредельной территорией на западе лицензионного участка). Результаты изучения закономерностей динамики изменения значений К одн ИНТ (численно и векторно) относительно направления течения основного русла палеореки; для верхнего пропластка отложений кембрия

Таблица 3

Графическое изображение выбранного направления исследований		Выбранное направление численной оценки изменения заданного параметра (К одн ИНТ) относительно направления течения русла палеореки				
←		Сонаправленно течению основного русла палеоводотока (палеореки), с востока на запад// юго-зап.				
	n = 5	n = 4	n = 3	n = 2	n = 1	
№ скв. К одн ИНТ	Gn – 5 0, 2789	Gn – 4 0, 2704	Кг – 5 1, 0000	Кг – 4 0, 3392	Кг – 8 0, 2321	
Численная оценка изменения заданного параметра в выбранном направлении						
Отношение значений К одн ИНТ: (n + 1) / n		1, 0314	0, 2704	2, 9481	1, 4614	
«Сглаженный» вектор изменения значений К одн ИНТ : «ураганные» значения в точке n = 3 не учитывались, (n = 4) / (n = 1) =						
		1, 1651				
↑		Перпендикулярно течению основного русла палео-водотока (палеореки), с юга на север// северо-вост.				
№ скв. К одн ИНТ	Gn – 7 0, 1143	Кг – 5 1, 0000	Кг – 4 0, 3392	Кг – 6 0, 1131	Кг – 8 0, 2321	
	Gn – 5 0, 2789	Кг – 7 0, 1953	Кг – 3 0, 0689	Кг – 1 0, 2169	Кг – 2 0, 0923	
Численная оценка изменения заданного параметра в выбранном направлении						
отношение север / юг	0, 4098	5, 1203	4, 9231	0, 5214	2, 5146	
«Сглаженный» вектор изменения значений К одн ИНТ: «ураганные» значения в скв. Кг- 5 не учитывались, отношение «север / юг» было принято как Δ = f (k(Кг-4) / k(Кг-7))						
		1, 7368				

условно назвали «продольная» и «поперечная» (относительно направления течения основного русла палеореки). Результаты ранжирования см. в **табл. 4**.

2) Для оценки динамики латерального изменения однородности по каждой из групп фаций было произведено последовательное вычисление соотношений К одн ИНТ по разрезам попарно сравниваемых соседних скважин (см. **табл. 3** и **рис. 4**). Выбор пар скважин для вычисления соотношения у «поперечной» группы скважин выполнялся несколько формально, по геометрическому признаку – как ближайшая на карте. При этом

вычислялись соотношения К одн ИНТ разрезов как однотипной группы («поперечная»// «поперечная»), так и с различной ориентации относительно направления течения палеореки («продольная» // «поперечная» или «поперечная» // «продольная»). При данной конфигурации месторождения (линейно вытянутая брахиантиклинальная складка) и крайне неравномерной сетки скважин такой выбор являлся неизбежным; хотя и снижает в какой-то мере репрезентативность выборки.

Для снятия влияния «ураганного» значения в разрезе скв. Кг – 5 было выполнено альтернативное вычисление соотношений по

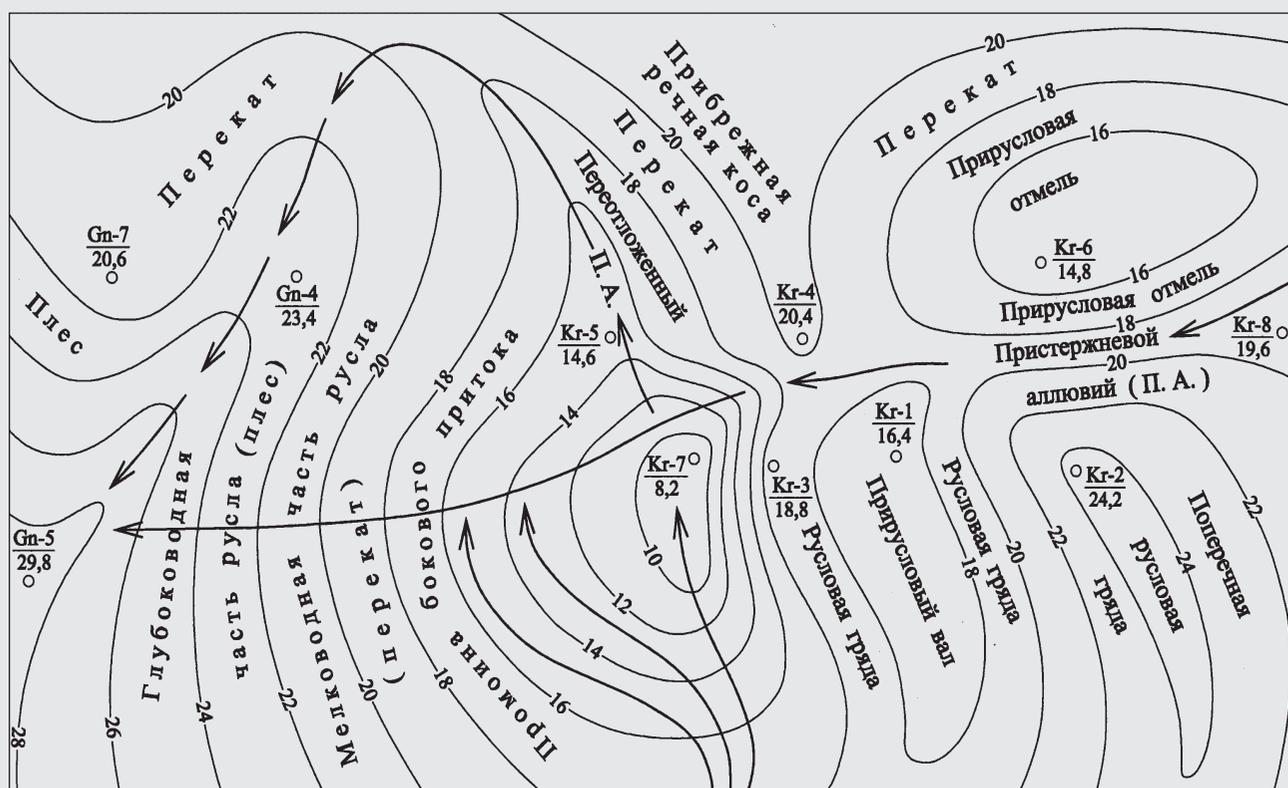


Рис. 2. Месторождение Кретинга (с определённой территорией в западной части лицензионного участка). Схема фациального районирования (по данным ГИС) верхнего пропластка отложений кембрия (2-я стадия седиментации аллювия, боковая эрозия – формирование поперечного профиля долины палеореки), совмещённая с картой эффективных толщин. Шаг квантования = 2 м. Масштаб = 1:15 000. Стрелками предполагаемые направления палеоводотоков – основного русла палеореки и его бокового притока.

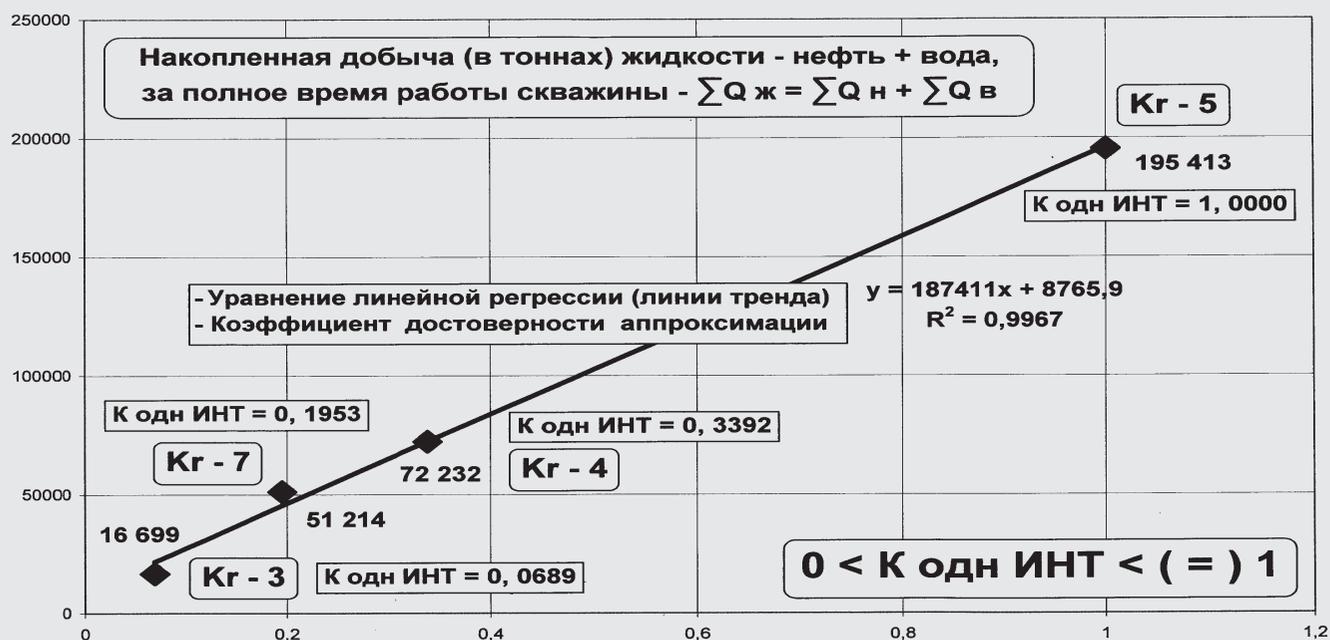


Рис. 3. Месторождение Кретинга. Установление зависимости потенциальной продуктивности кембрийских отложений (оценивается накопленной добычей жидкости (нефть + вода) за полное время работы скважины) от степени неоднородности геологического разреза скважины в целевом интервале; которая в работах [3,4 и 5] численно выражается через интегрированный коэффициент однородности $K_{одн\ ИНТ}$.

Ранжирование кембрийских отложений в разрезах скважин месторождения Кретинга (с сопредельной территорией) по руслоформирующим факторам.

Таблица 4

Руслоформирующие факторы	Фациальная принадлежность разреза скважины	№ скв., К одн ИНТ	
«Продольная» группа фаций – ориентированасонаправленно палеотечению			
Флювиальные. Несущая сила потока и его относительная транспортирующая способность. Зависит от турбулентности потока, влияющей на расход наносов (отложение терригенных ча-стиц по течению русла) и от морфометрической формулы – соотношение h/L ; где L – расстояние от истока до устья, h – гипсометрический перепад высот у истока и на устье	пристрежневой аллювий основного русла	Kr-8, 0, 2321	
	пристрежневой аллювий переотложенный	Kr-5, 1, 0000	
	пляжей и кос	речная коса (окосок)	Kr-4, 0, 3392
	глубоководная часть русла – плёс		Gn-4, 0, 2704
		Gn-5, 0, 2789	
«Поперечная» группа фаций – латерально приурочена к прибрежным зонам			
Нефлювиальные. Разрушающее, дробящее движение частичек наносов. Горизонтальное перемещение по направлению течения (с изменением кон-фигурации – латеральной и вертика-льной по глубине) ранее отложившегося руслового и пойменного аллювия	мелководная часть русла – пережат		Gn-7, 0, 1143
	поперечная русловая гряда		Kr-2, 0, 0923
			Kr-3, 0, 0689
	прирусловых отмелей и валов	прирусловый вал	Kr-1, 0, 2169
	прирусловая отмель	Kr-6, 0, 1131	
Флювиальные *	отложения промоины бокового притока		Kr-7, 0, 1143

* Примечание: Отложения данного типа являются аналогом пристрежневого аллювия, о чем свидетельствуют близкие значения К одн ИНТ. Фация была отнесена к «поперечной» группе по формальному признаку – вектор действия транспортирующего однонаправленного агента седиментации ориентирован перпендикулярно относительно геометрического направления течения основного русла.

«сглаженным» векторам: для «продольной» группы – отношение К одн ИНТ следующего значения вниз по течению ($n = 4$) к исходному значению ($n = 1$), для «поперечной» группы – отношение К одн ИНТ ближайшей к Кг – 5 скважины к расположенной южнее (см. *табл. 3*).

Выяснилось, что для «поперечной» группы фаций такое применение «сглаженного вектора» особого эффекта не принесло; для «продольной» группы, напротив – исключение «ураганного» значения помогло авторам выявить и протрассировать закономерность изменения однородности на зональном уровне.

3) По результатам комплексного анализа карты неоднородности разреза (см. *рис. 2*) было установлено, что неоднородность «продольной» группы фаций изменяется вполне закономерно – величина К одн ИНТ возрастает вниз по течению палеореки. Для «поперечной» группы фаций такую закономерность не удалось выявить ни в численном, ни в векторном аспекте: величина К одн ИНТ изменяется от правого берега палеореки к левому (и наоборот) абсолютно произвольно (см. *табл. 3*).

Кроме того, в целях палеогеоморфологического анализа была привлечена информация относительно общих толщин отложения кембрия (см. *рис. 2*) – для оценки формы рельефа фундамента в период их седиментации.

По результатам выполненных исследований было сделано следующее заключение

относительно аномально высоких показателей продуктивности скв. № 5: в данной работе мы имеем дело с уникальным случаем «взаимного наложения» положительных влияний трех факторов – палеогеоморфологического, палеотектонического и литофациального, зависящего от палеогеографических условий седиментации.

Пример положительного влияния 3 факторов: 1) палеогео-морфологического, 2) палеотектонического, 3) литофациального.

1) Поскольку отложения кембрия являются облекающими относительно низезалегающего фундамента, палеогеоморфологический фактор (форма рельефа фундамента на начало седиментации кембрийских отложений) имеет весьма важное значение. На *рис. 1* видно, что местоположение скв. Кг – 5 вполне благоприятно с точки зрения концентрации УВ в данной зоне: скважина расположена в центре структурного носа, который является осложнением локальной мини-котловины, расположенной юго-западнее. Через серию разломов данный участок (район скв. Кг – 5) на северо-востоке сообщается ещё с одной мини-котловиной. Такое местоположение нельзя не признать весьма благоприятным с точки зрения концентрации УВ и предполагаемых направлений их миграции (см. *рис. 1*).

2) В тектоническом аспекте район скв. Кг – 5 расположен в зоне разуплотнения, ограниченной, соответственно: с юга – Тельшайским региональным разломом 1-го

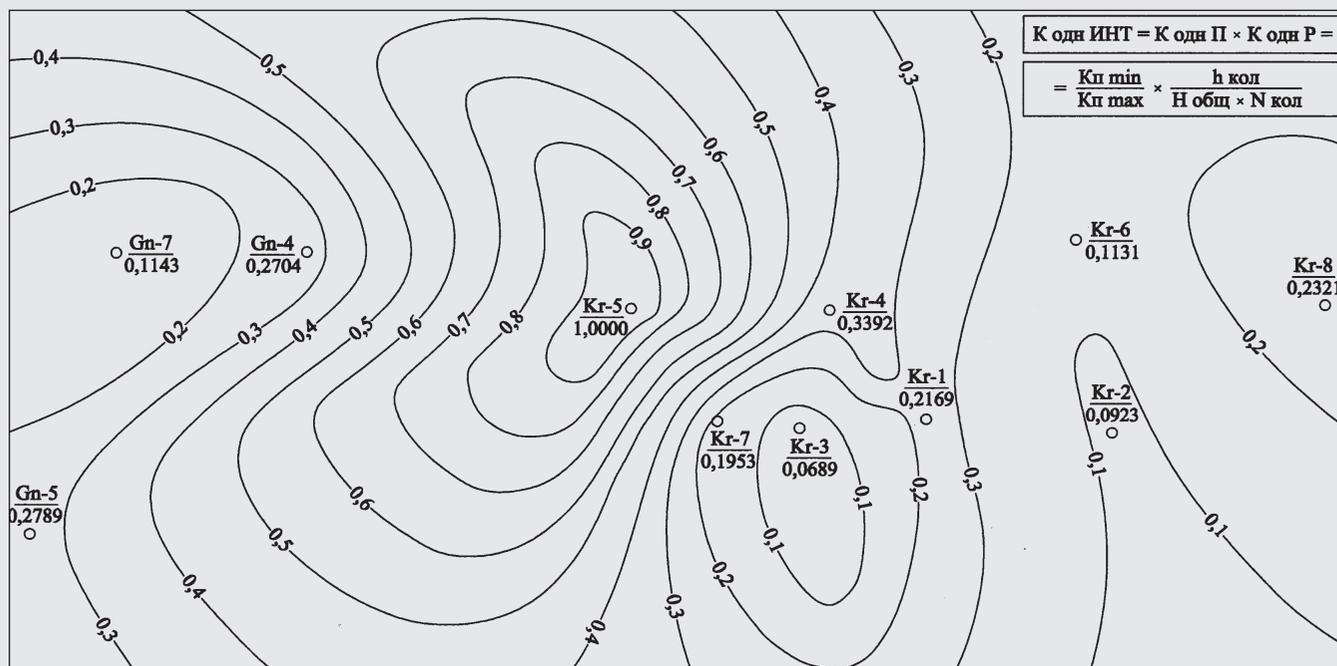


Рис. 4.

Месторождение Кретинга (с определенной территорией в западной части лицензионного участка). Количественная оценка неоднородности (по данным ГИС) верхнего пропластка отложений кембрия (2-ая стадия седиментации аллювия, боковая эрозия – формирование поперечного профиля долины палеореки). Шаг квантования изолиний неоднородности = 0,1. Масштаб = 1 : 15 000.

порядка; с запада и северо-запада – опережающими разло-мами 2-го и 3-го порядков; с востока и северо-востока – зоной дробления, сформированной системой опережающих разломов 4-го порядка (см. **рис. 1**).

Именно тектоническим фактором можно объяснить длительность работы скв. Кг - 5 за счет латеральной миграции и инфильтрации УВ с сопредельной территории соседних тектонических блоков (см. **рис. 1**).

Влияние тектонического фактора на потенциальную продуктивность не является чем-то необычным или характерным только

для отложений Балтийской синеклизы, это – достаточно распространенное явление. В своей работе [4] авторы показали такое влияние на примере верхнеюрских терригенных отложений прибрежно-морского генезиса Западно-Сибирского бассейна.

3) Влияние литофациального фактора на величину интегрированного коэффициента однородности $K_{\text{одн ИНТ}}$ достаточно подробно было изложено в работах [1, 2 и 3], что не даёт, однако, объяснения относительно значения вышеуказанного коэффициента в данном конкретном, отдельно взятом случае. ❊

Литература

1. Ахияров А. В. Критерии интегрированного анализа для оценки неоднородности терригенных отложений прибрежно-морского генезиса // Геология нефти и газа, № 10. 1997.
2. Ахияров А. В. Методика обоснования потенциальной нефтепродуктивности отложений прибрежно-морского и аллювиального генезиса через комплексную оценку литофациальной неоднородности по данным ГИС // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых» (25.00.10.). – М.: ВНИИ Геосистем, 2004.
3. Ахияров А. В. Электрометрические образы фаций: их единство во времени и в пространстве. – М.: Геофизика. № 6. 2005.
4. Ахияров А. В. Зависимость продуктивности терригенных отложений от их однородности с учётом влияния тектонического фактора на примере горизонта ЮВ 1 Туль-Еганского месторождения. – М.: Геофизика. № 1. 2008.
5. Качканас Ф. М., Ахияров А. В. Фациальное районирование кембрийских отложений месторождения Наусодис // В сборнике трудов АО «Геонафта» (АВ«Geonafra»). – Клайпеда, Гаргждай (Литва), 2000.
6. Муромцев В. С. Диагностика континентальных и прибрежноморских терригенных осадков по электрометрическим моделям фаций; методы прогнозирования и закономерности размещения литологических и стратиграфических ловушек нефти и газа. – Л.: Сборник трудов ВНИГРИ, 1983.
7. Муромцев В. С. Методика локального прогноза песчаных тел – лито-логических ловушек нефти и газа по электрометрическим моделям фаций // В книге «Методика прогнозирования литологических и стратиграфических залежей нефти и газа». – Л.: Сборник трудов ВНИГРИ, 1981.
8. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – лито-логических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984.