

## ВЛИЯНИЕ ГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ В ВЕРХНЕ-ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА ЗАМЕРЫ ТЕРМОМЕТРИИ

Термометрия является одним из основных геофизических методов контроля за техническим состоянием скважины и её эксплуатацией. В настоящее время на разрабатываемых нефтяных и нефтебитумных месторождениях Республики Татарстан методы термометрии применяются в основном с целью определения интервалов поглощения и притоков жидкости, выявления заколонных перетоков, негерметичности эксплуатационной колонны. Использование методов термометрии с целью изучения теплопроводности горных пород и естественного теплового режима в скважине незначительно и составляет 3–5 % от общего количества проводимых исследований.

При изучении газоносности верхнепермских отложений на юго-востоке Республики Татарстан было отмечено, что нередко напротив интервалов газонасыщенных пластов по диаграммам термометрии выделяются участки пониженных аномалий естественного теплового поля.

В качестве примера рассмотрим скв. 3424 Акташской площади (Рис. 1). На диаграмме ГГК (от 24.09.86, тип прибора ЦМ-8-10) чётко выделяется интервал 107.5–117.5 м, характеризующийся высокими значениями интенсивности рассеянного гамма-излучения. В этом же интервале отмечаются повышенные значения по диаграмме НГК (4.10.86, прибор ДРСТ-3). Такое сочетание повышенных показаний НГК и ГГК характерно для газоносных пластов. Отметим также, что на диаграмме ГГК расположенный ниже интервал 117.5 – 128 м характеризуется средними значениями интенсивности рассеянного гамма-излучения. Но при отсутствии повышенных показаний по НГК мы не можем однозначно предполагать присутствие газонасыщенного коллектора в этом интервале. В связи с этим представляет интерес замер термометрии (10.05.91, прибор «Напор»), на котором интервал 107.5 – 128 м характеризуется заметным понижением температуры.

Для газоносных пород характерны пониженные значения температуры, особенно при движении газа по поровому пространству. В нашем случае замер термометрии подтверждает, что интервал 117.5 – 128 м является газонасыщенным. Подобное понижение температуры против газоносных пластов можно объяснить тем, что при вскрытии газоносного объекта выделяющийся газ расширяется и проходя через поровое пространство, вследствие эффекта Джоуля-Томсона (дресселирование), поглощает тепло, тем самым понижая температуру пласта. Понижение температуры может быть также следствием глубокого проникнове-

ния в газоносный пласт фильтра бурового раствора, имеющего относительно низкую температуру. Отрицательные аномалии теплового поля большой амплитуды могут наблюдаться также при снижении пластового давления за счет вскрытия газоносного пласта другими скважинами (Ермаков, Зорькин, 1990, с.102). Во всех случаях отклонения температуры от пластовой, характерной для изучаемых отложений, продолжительны во времени.

Конечно, не следует относить аномальные понижения температуры к явным признакам выявления газоносных коллекторов. Но всё же при интерпретации термометрии необходимо учитывать влияние газоносных пластов на тепловой режим в скважине. Ранее, при обработке диаграмм интервалы аномального понижения температуры напротив газоносных пластов интерпретировались, в основном, как горизонтальные заколонные перетоки пластовых вод. Поэтому представляется интересным изучение влияния газоносных пластов на естественное тепловое поле в скважине, а также возможность совместной интерпретации диаграмм термометрии и радиометрии при выявлении газосодержащих объектов.

В качестве объекта для изучения влияния газоносных пластов на естественный температурный режим в скважине были взяты верхнепермские отложения Акташско-Ново-Елховского месторождения. Данный объект в 1995–1996 годах был детально изучен на предмет выделения в скважинах интервалов газонасыщенных пород методами радиометрии (Хайретдинов, Ханнанов, 1996).

Во всех скважинах, где выделялись газоносные пласты, были проанализированы диаграммы термометрии. Работа осложнялась тем, что специальные замеры термометрии с целью изучения газоносных коллекторов в верхнепермских отложениях на территории Республики Та-

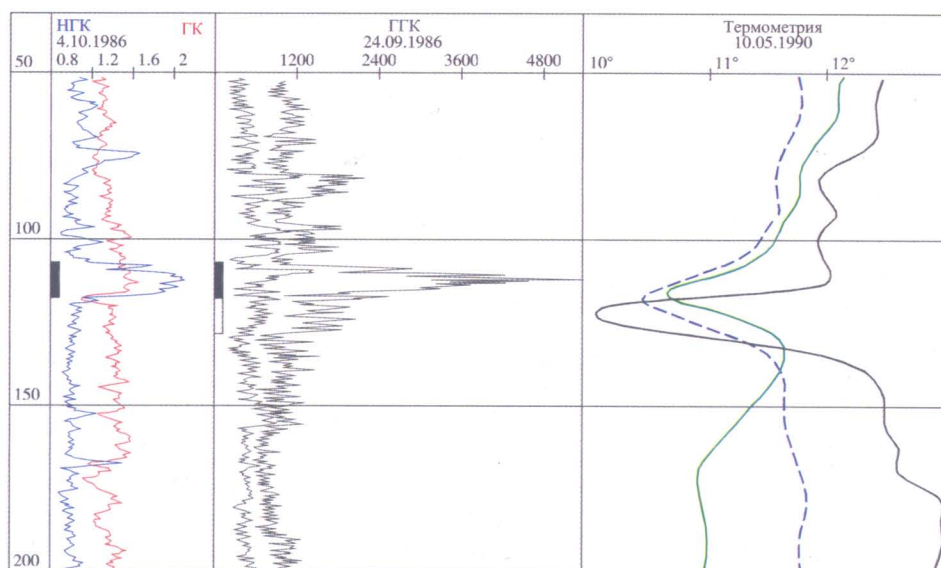


Рис. 1. Скв. № 3424, Акташская площадь. Влияние газосодержащих пород на температурный режим в скважине.

■ Газоносный интервал



тарстан не проводились. В основном исследования методом термометрии проводились в нагнетательных (70%), реже – в эксплуатационных (30%) скважинах. Замеры проводились только в обсаженных скважинах. Основной задачей этих исследований являлось изучение технического состояния скважин. Вследствие этого, при подготовке скважин к исследованиям сроки восстановления естественного теплового поля не выдерживались в полной мере, и поэтому во многих случаях возникали затруднения при выделении газоносных пластов методами термометрии. Учитывая небольшую глубину залегания газоносных пластов, отметим также влияние положения уровня жидкости в скважине на замеры термометрии.

Очень часто уровень жидкости в скважине при проведении измерений оказывался ниже интервала газоносного пласта, выделяемого методами радиометрии. В подобных случаях качественная интерпретация диаграмм термометрии невозможна. Исследования проводились стандартными методами электротермометрии, разрешающая способность которых составляет 0,1 °С. Влияние газоносных пластов на температуру отмечены в 35 скважинах. В таблице 1 приводятся наиболее интересные результаты измерений НГК, ГГК и термометра, при которых выделяются газоносные пласты.

Анализ материалов ГИС показал, что в верхнепермских отложениях для газоносных пластов характерны значения пластовой температуры (Т) в пределах от 6,2 °С до 13,4 °С. Максимальные отклонения ( $\Delta T_{max}$ ) замеряемой температуры ( $T_{факт}$ ) от пластовой незначительны, от 0,5 °С до 2 °С. Поэтому применение стандартных методов электротермометрии, основанных на измерении абсолютных значений температуры, малоэффективно, из-за их малой разрешающей способности. Для целенаправленного изучения газоносных пластов можно рекомендовать дифференциальные термометры, позволяющие фиксировать изменения температуры с точностью в сотые доли °С.

Как видно из табл. 1, глубина ( $H_{max}$ ), на которой отмечаются максимальные отклонения температуры ( $\Delta T_{max}$ ),

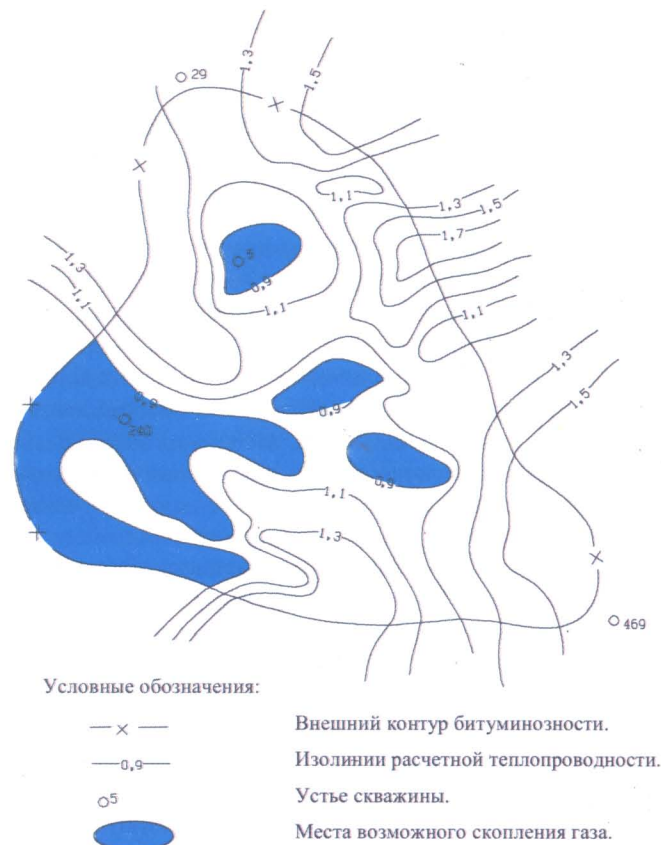


Рис. 2. Карта-схема расчетной теплопроводности пород на кровле шешминского горизонта Мордово-Кармальского месторождения битумов.

соответствует, в основном, подошвенной части газоносного пласта, выделяемого по ГГК и НГК, а порой значительно ниже (скв. 7011 Ново-Елховской площади). Интервалы пониженных значений температуры значительно шире интервалов газоносных пластов, выделенных методами радиометрии. Причем, если кровля аномалии коррелируется с кровлей газоносного пласта, то ее подошва располагается значительно ниже. Такое несоответствие,

Таблица 1. Результаты измерений комплексом НГК, ГГК, термометр

Площадь, скважина	Вид измерений	Дата измерений	Тип прибора	$\Delta H$ , м	$\Delta T$ в интервале аномалии	$H_{max}$ , м	$\Delta T_{max}$ , $T - T_{факт}$ , С	
Березовская 8148	НГК	04.10.74	ДРСТ-3	91-99, 107-116, 117-123				
	Термометр	13.08.89	ЭТСМ	110-176	6,2-7,1	128	6,5-5,7=0,8	
	8148a	НГК	12.11.74	ДРСТ-3	94-105, 114-119			
		ГГК	03.11.74	ГГК-59	105-108, 115-119			
		Термометр	07.08.86	ЭТСМ	90-144	9,9-10,3	114	10,1-9,2=0,9
Н-Елховская 7011	Термометр	13.10.88	ГДИ-2	112-184	13-13,4	130	13,1-11,8=1,3	
	Термометр	31.05.90	ЭТСМ	100-160	11,8-12,4	116	12,1-11,6=0,5	
	НГК	11.07.85	ДРСТ-3	105-131				
	ГГК	07.07.85	ГГК-59	105-131				
	Термометр	09.04.93	ГДИ-2	110-180	11,5-12	150	11,7-11,2=0,5	
Акташская 1460	ГГК	15.08.68	ГГК-59	85-131				
	Термометр	10.03.81	ЭТСМ	94-130	6,8-7,4	106	7-6,2=0,8	
	Термометр	14.03.81	ЭТСМ	106-134	7,3-7,8	16	7,5-6,4=1,1	
	Термометр	24.09.88	ЭТСМ	100-134	10,5-11,2	120	10,8-9,1=1,7	
	2316	ГГК	17.10.75	ГГК-59	40-51, 57-72, 84-115			
Термометр		27.08.90	ЭТСМ	90-150	12,1-12,7	114	12,4-11,6=0,8	
НГК		02.06.68	ДРСТ-3	55-81				
1607	Термометр	08.06.88	ЭТСМ	32-82	10,8-11,6	52	12,4-8,2=2	
	НГК	04.10.86	ДРСТ-3	107,5-117,5				
3424	ГГК	24.09.86	ЦМ 8-10	107,5-128				
	Термометр	10.05.91	Напор	107,5-128	12,1-12,4	120	12,2-10,2=2	

$\Delta H$  – интервал газоносного пласта или аномалии пониженных температур.



Таблица 2. Типизация горных пород по тепловым свойствам

Литология и стратиграфия	Тип	$\lambda$ , Вт/м К	$\alpha$ , $10^{-7}$ м <sup>2</sup> /сек	$C_v$ , $10^6$ Дж/м <sup>3</sup> К
Песчаники шешминского горизонта	1	0,804-1,304	2,34-6,24	1,45-2,20
	2	1,404-1,604	4,44-8,94	1,75-2,15
	3	1,704-2,204	3,84-9,24	1,35-2,15
Лингуловые глины	1	0,69-0,89	2,88-4,88	1,398-2,198
	2	0,99-1,19	4,88-6,88	1,698-2,398
Среднеспириферовые известняки	1	1,284-1,82	4,69-6,13	2,37-3

вероятно, объясняется недостаточной чувствительностью методов радиометрии к выявлению газосодержащих коллекторов с малым коэффициентом газонасыщения, в результате чего по данным ГГК и НГК такие коллекторы практически не отличаются от полностью обводненных (Дахнов, Холина, 1962, с. 263). В связи с этим, комплексная интерпретация диаграмм термометрии и радиометрии должна проводиться следующим образом:

1. Выделение газоносных пластов по повышенным показаниям ГГК и НГК.
2. Выделение мест интенсивных перетоков газа по пониженным аномалиям температур, которые подтверждаются повышенными значениями по ГГК и НГК.
3. Выделение мест незначительных перетоков газа только по замерам термометра.
4. Выделение мест скопления газа в межколлонном пространстве, при отсутствии перетоков, только по повышенным значениям ГГК и НГК.
5. Определение положения газо-водяного контакта (ГВК) при комплексной интерпретации диаграмм термометрии и радиометрии.

Таким образом, при изучении газоносности верхне-пермских отложений необходимо шире использовать методы термометрии. На площадях, где были отмечены проявления газа в процессе бурения, целесообразно проведение в открытом стволе временных замеров дифференциальным термометром при понижении уровня бурового раствора. Понижение температуры в этих условиях относительно пластовой является надежным указателем на наличие газоносных объектов. Сопоставление замеров до и после снижения уровня жидкости в стволе скважины позволит выделить интервал газоносного пласта.

При изучении влияния газосодержащих коллекторов на температурный режим в скважине становится актуальным вопрос изучения тепловых свойств газонасыщенных пород. Четкая связь между размещением залежей углеводородов, их физико-механическими свойствами и распределением температурных полей обуславливает эффективность геотермических исследований при поисках и разведке месторождений нефти и газа (Липаев, 1993). Определение тепловых характеристик горных пород: теплопроводности, температуропроводности и теплоемкости становится одной из главных проблем петрофизики. Измеряя термоградиенты, можно изучать литологические особенности разреза на основе дифференциации тепловых свойств горных пород. Эта методика эффективна в тех случаях, когда традиционные геофизические методы не дают однозначных ответов (Николаев, 1987).

На основе анализа лабораторных измерений Б.А. Яковлева и А.А. Липаева (1993) при изучении тепловых свойств верхнепермских отложений Мордово-Кармальского месторождения были выделены основные типы гор-

ных пород, различающихся по теплопроводности ( $\lambda$ ), температуропроводности ( $\alpha$ ) и объемной теплоемкости ( $C$ ), табл. 2 (Бурханов, Ханнанов, 1999). Учитывая градиацию горных пород по тепловым свойствам, можно предположить, что газонасыщенные пропластки имеют свои значения. На Мордово-Кармальском битумном месторождении при изучении отложений шешминского горизон-

та по 200 скважинам были построены кривые расчетной теплопроводности (КРТ). При этом использовались экспериментально-корреляционные зависимости теплопроводности от пористости, полученные С.А. Николаевым (1987, с. 68). Детальная корреляция на основе КРТ позволила разделить толщу шешминского горизонта на тепловые слои. Значения расчетной теплопроводности для рыхлых, сильнобитумонасыщенных песчаников составили 0,45 – 1,35 Вт/м К; сцементированных глинистым и карбонатным цементом, битумо- и слабобитумонасыщенных 1,35 – 1,55 Вт/м К; уплотненных с остаточной битуминозностью, реже водонасыщенных 1,55 – 1,95 Вт/м К; плотных, водонасыщенных, иногда с пятнами или примазками битумов 1,95 – 2,8 Вт/м К.

Значение, соответствующее газонасыщенному песчаннику в скв. № 240, составило 0,85 Вт/м К, в скв. № 5 – 0,9 Вт/м К. Известно, что  $\lambda$  газонасыщенных пород меньше, чем нефте- и битумонасыщенных и водонасыщенных, поэтому аномально низкие показания на КРТ могут соответствовать газонасыщенным пропласткам. Зоны возможного скопления углеводородных газов оконтуривались на картах изолинией, равной 0,9 Вт/м К (Рис. 2). Замечено, что они приурочены к слабосцементированным песчанникам в кровельной части шешминского горизонта или расположены в битуминозной толще под уплотненными, известковистыми пропластками (Бурханов, Ханнанов, 1999). Таким образом, на основе оценки теплопроводности горных пород возможно оконтуривание скоплений углеводородных газов по аномально низким показаниям КРТ (не более 0,9 Вт/м К).

## Литература

- Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т. Условия формирования, характер насыщенности, емкостные и тепловые свойства горных пород Мордово-Кармальского месторождения битумов. *Мат-лы науч. конф.*, Санкт-Петербург. 1999.
- Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т. Оценка применимости измеренных и расчетных тепловых свойств битумонасыщенных горных пород при их разведке и разработке и изучение газонасыщенности верхнепермских отложений. *Мат-лы науч. конф. Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений.* Казань. 1999. 187–192.
- Дахнов В.Н., Холина А.И. *Применение методов промысловой геофизики при изучении газоносных коллекторов.* Москва. 1962.
- Ермаков В.И., Зорькин Л.М. *Геология и геохимия природных горючих газов.* Москва. 1990.
- Липаев А.А. *Теплофизические исследования в петрофизике.* Казань, КГУ. 1993.
- Николаев С.А. *Теплофизика горных пород.* Казань, КГУ. 1987.
- Николаев С.А. Определение параметров теплопереноса в пористых средах методом тепловых волн. *Сб. Новейшие исследования в области теплофизических свойств.* Тамбов. 1988.
- Хайретдинов Р.Ш., Ханнанов М.Т. Исследование условий формирования залежей газа в коллекторах приустьевой зоны скважин на Акташско-Ново-Елховском месторождении нефти. *Фонды «АО Тамб-нефть».* 1996.