

По состоянию на 2009 год извлечено более половины геологических запасов нефти, числящихся на государственном балансе РФ в качестве извлекаемых. Свыше 80% оставшихся извлекаемых запасов относятся к категории трудноизвлекаемых. Под вопросом остаётся возможность довести на практике коэффициент извлечения нефти на большинстве месторождений до утверждённых ГКЗ. По прогнозам, обеспеченность страны извлекаемыми запасами нефти при текущем уровне её добычи составляет 15-30 лет.

МОНИТОРИНГ ОТБОРОВ ГАЗА

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ОТБОРОВ ГАЗА И ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА БАЗЕ СТАНДАРТНЫХ АГЗУ «СПУТНИК» И СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»

Г.М. ЯРЫШЕВ
Ю.Г. ЯРЫШЕВ
В.Г. ГОРЧАКОВ

к.ф.-м.н., стар. науч. сотрудник, директор ООО «Реагент»
зав. лабораторией интенсификации разработки
главный технолог отдела СПТНГВ

г. Тюмень
г. Ухта

В сложившихся условиях государство усиливает контроль за разработкой нефтяных месторождений. На это направлен введенный в действие с 01.03.2002 г. РД 153-39.0-109-01 «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений», а также ГОСТ Р 8.615-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Эти документы устанавливают обязательный комплекс исследований скважин, периодичность их проведения, требования к используемым средствам измерения и пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества извлекаемых скважиной сырой нефти и газа.

Исследования показывают, что массовый перевод скважин на форсированные режимы работы без систематического контроля объёма извлекаемых фаз приводит:

- к разгазированию нефти в пласте;
- к опережающему отбору газовой фазы и росту газосодержания продукции, рис. 1.
- к снижению на определённом этапе дебита скважин, рис. 1-2, и коэффициента извлечения нефти, рис.3.

В соответствии с РД 153-39.0-109-01 недропользователь обязан проводить измерения газового фактора по всему добываемому фонду скважин не менее одного раза в год. На скважинах с давлением

насыщения выше пластового давления измерения газового фактора должны проводиться ежемесячно.

Знание величины газового фактора и дебита продукции скважин позволяет оперативно регулировать систему разработки залежей, оптимизировать дебиты скважин по нефти и газу и тем самым обеспечивать эффективное использование пластовой энергии и извлекаемых запасов углеводородов.

Последнее невозможно без мониторинга отборов газа и газового фактора нефти добывающего фонда скважин. На практике используемые на месторождениях технические средства измерений и установки не позволяют недропользователям проводить измерения отборов газа по скважинам в необходимых объёмах. Причин несколько.

Групповые замерные установки АГЗУ «Спутник» на большинстве месторождений не оборудованы газовыми расходомерами. Замена старых АГЗУ на новые сертифицированные требует значительных капитальных вложений.

Сертифицированные передвижные трапные установки типа «АСМА», «ОЗНА» и другие требуют значительных затрат времени на одно измерение, что ограничивает возможность их применения для мониторинга отборов газа по скважинам.

Специалистами ООО «Реагент» разработан малогабаритный дебитомер ДМ-4 для измерения дебита и газового фактора продукции скважин.

Дебитомер ДМ-4 сертифицирован как средство измерения, сертификат У.С.29.024 А

№ 16224, внесен в Государственный реестр под № 25811-03. Он обеспечивает измерение расхода жидкости и газа в пределах допускаемой погрешности $\pm 5,0\%$.

Результаты измерений дебитомером ДМ-4 дебита по жидкости и газового фактора приведены в таблице 1. Нетрудно убедиться, что среднеарифметическое значение газового фактора по скважинам определено с погрешностью не более 10%. Исключением являются скважины 35, 38 и 199 Западно-Тэбукского месторождения, по которым выбросы одного из трёх замеров газового фактора нефти связаны с определением содержания воды. Исходя из проведенной оценки видно, что измерение расхода газа малогабаритным дебитомером ДМ-4 соответствует требованиям ГОСТ Р 8.615-2005.

Учитывая важность оперативного контроля за отбором газа и величиной газового фактора, были разработаны методы, позволяющие осуществить мониторинг газового фактора на базе стандартных действующих на нефтяных месторождениях АГЗУ «Спутник» и средств контроля технологических режимов работы скважин. На разработанные методы получены патенты № 2091579 «Способ отбора проб газожидкостного потока и устройство для его осуществления», № 2325520 «Способ определения дебита продукции скважин», положительное решение о выдаче патента на изобретение «Способ определения газового фактора нефти» по заявке №2007123806/03(025934) от 25.06.2007г. ►

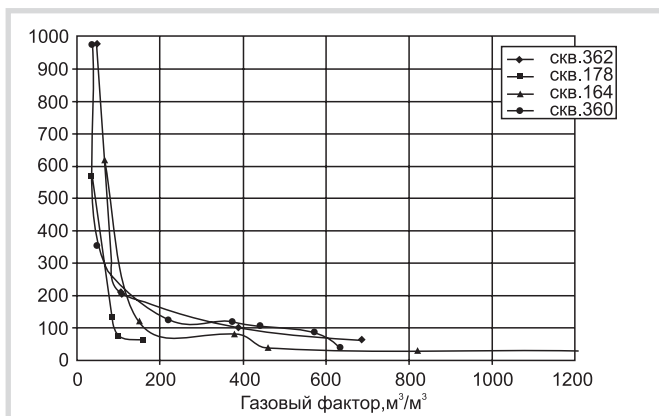


Рис. 1. Связь дебита с газосодержанием продукции скважин. Месторождение ВАРЬЕГАНСКОЕ, пл. БВ6.

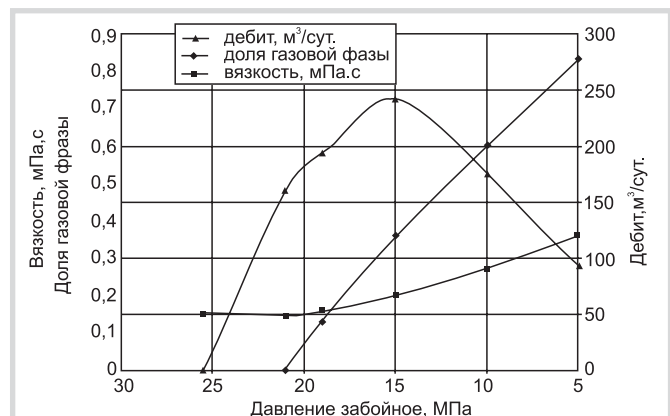


Рис. 2. Динамика дебита при выходе на форсированный режим. Месторождение УМСЕЙСКОЕ, пл. БС6, скв. 623

положительное решение о выдаче патента на изобретение по заявке № 2007126574/03 (028933) от 12.07.2007 г.

Широкое испытание методов мониторинга газового фактора на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» позволило разработать СТП 39-0148070-09-001-06 «Методическое руководство по определению газового фактора скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» стандартными АГЗУ «Спутник» и расчетным методом», согласованное с Пермским межрегиональным Управлением Ростехнадзора 31 марта 2006 г. СТП 39-0148070-09-001-06 позволил ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» охватить мониторингом большую часть добывающих скважин силами своих инженерно-технических служб.

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проводится испытание методов мониторинга газового фактора по опорным скважинам 17 месторождений.

Как показывает анализ технологических режимов работы 180 скважин, разброс результатов измерений газового фактора по скважинам определяется обводненностью продукции скважин и естественными колебаниями величины отбора газа при работе скважин в газонефтяных зонах с забойными давлениями ниже давления насыщения.

Многолетний опыт измерений дебита и газового фактора на месторождениях Западной Сибири, Ханты-Мансийского и Коми-Пермятского округов, Удмуртии и Татарстана показал, что мониторинг газового фактора не может быть обеспечен только одним каким-либо методом.

В качестве основы для проведения мониторинга отборов газа добывающим фондом скважин нами использованы малогабаритный дебитомер ДМ-4 и стандартные средства измерений технологических режимов работы скважин. А именно, стандартные групповые замерные установки типа «Спутник», метод измерения газового фактора в критическом режиме течения газожидкостной смеси ЭРРС-1 и метод определения газового фактора продукции скважин без измерения обводненности ЭРРС-2.

Широкое использование этих методов проведено в 2008 году на Кыртаельском, Южно-Кыртаельском и Северо-Кожвинском месторождениях. Указанные месторождения характеризуются значительными колебаниями газового фактора, подтвержденными замерами с использованием

№ п/п	Месторождение	Номер скважины	Газовый фактор, м³/м³			
			АСМА	ДМ-4	ЭРРС-1	ЭРРС-2
1	Кыртаельское	204	98	-	-	113
2		208	31-700	-	-	103
3		226	411	341	319	359
						372
						-
4	Южно-Кыртаельское	102	508-902	-	670	-
5		201	238-770	-	640	-
6	Северо-Кожвинское	202	183	-	-	389
7		206	108	105	-	364
				104	-	228
						230

Табл.2 Сравнение газового фактора нефти определенного различными методами

установок «АСМА», «Электрон», «ОЗНА» и стационарными сепараторами. В таблице 2 приведены результаты измерений газового фактора различными методами в разное время работы скважин.

Анализ полученных результатов показывает, что среднее значение газового фактора с использованием дебитомера, методов ЭРРС-1 и ЭРРС-2, как правило, лежит в пределах требований к измерениям по ГОСТ Р 8.615-2005.

Разброс данных определяется режимом работы скважин и фазовым состоянием углеводородов в пласте. Значительную погрешность измерения газового фактора

вносит периодический отбор газа по трубному пространству, что следует учитывать при выборе методов и средств измерения отборов газа.

В целом результаты исследования подтверждают возможность реализации мониторинга отборов газа и газового фактора описанными в настоящей работе методами и средствами измерений. Использование разработанных методов на базе действующих на месторождениях средств контроля технологических режимов работы добывающих скважин, позволяет реализовать мониторинг силами нефтедобывающих компаний. ■

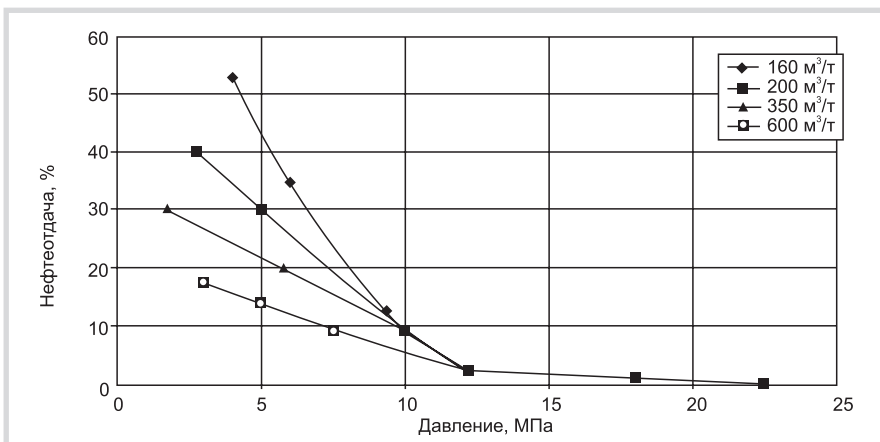


Рис. 3. Зависимость нефтеотдачи от избыточного газового фактора

№ п/п	Номер скважины	Месторождение	Средний дебит по замерам ДМ-4, м³/сут		Газовый фактор			
			по жидкости	Погрешность, %	по газу	Погрешн., %	по нефти м³/ м³	Погрешн., %
1	104	Западно-Тэбукское	46,8	5,2	1944	8,5	41,7	5,4
2	86		6,5	3,1	225	0,9	35,7	2,5
3	35		100,5	3,1	880,5	6,4	46,5	7,5
4	50		22,4	5,2	322	5,2	21,7	4,1
5	199		113,1	4,2	190	9,1	60	0,1
6	38		12,1	0,8	40,3	4,4	34	5,9
7	1	Турчанино-вское	33,4	0,3	1173,5	1,8	34	5,9
8	106		19,8	1,5	301,7	7,1	63,7	8,7
9	763	Мичаюское	4,7	2,1	126,7	5,9	36	5,6
10	510	Пашнинское	18,1	0,6	552,7	1,5	31,3	1,4
11	Сред. значение погрешности			2,6		5,1		4,7

Табл.1 Результаты промысловых измерений газового фактора на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»