

**Прорыв газа в добывающие скважины Фёдоровского месторождения,  
эксплуатируемые фонтанным способом  
Инякин В. В.<sup>1</sup>, Кузнецова Д. Р.<sup>2</sup>, Мунтянов Д. Д.<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Инякин Владислав Витальевич / Injakin Vladislav Vital'evich – аспирант;

<sup>2</sup>Кузнецова Дарья Романовна / Kuznesova Dar'ja Romanovna – бакалавр;

<sup>3</sup>Мунтянов Денис Дмитриевич / Muntjanov Denis Dmitrievich – бакалавр,  
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,  
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Аннотация:** в статье рассматривается проблема эксплуатации добывающих нефтяных скважин, в условиях прорыва к ним газа из газовой шапки. Поскольку подтягивание конуса газа и дальнейшее его вторжение в продукцию скважин, эксплуатируемых фонтанным способом, приведет к снижению добычи нефти, то необходимы рекомендации по определению «безгазового» режима работы.

**Ключевые слова:** нефть, газ, месторождение, фонд, скважина, дебит.

В настоящее время Фёдоровское месторождение находится на IV стадии разработки. Истощение основного объекта разработки I, запасы которого составляют 66,8% от начальных извлекаемых запасов, более чем на 85%, привело к тому, что сейчас более 40% добывающих скважин эксплуатирует второй по величине объект разработки II. Эксплуатационный объект II представляет собой многопластовую газонефтяную залежь, состоящую из нефтяной оторочки, расположенной между газовой шапкой и подошвенной водой.

По состоянию на 01.08.2016 г. по объекту II действующий фонд составлял 928 скважины, из которых 909 скважин входят в дающий фонд. Из скважин, дающих продукцию, механизированным способом эксплуатировалось 871 (УЭЦН – 819, УШГН – 52), фонтанным – 38.

Эксплуатация скважин на «безгазовом» и безводном режимах невозможно даже при небольших депрессиях из-за того, что в отдельных зонах объекта разработки отсутствуют непроницаемые природные экраны между газо-, нефте- и водонасыщенными толщами [1].

Большинство скважин на фонтанном режиме сталкивается с прорывным газом, поступающим из газовой шапки [2]. Нестабильное поступление прорывного газа к забоям скважин способно вызвать срыв фонтанного режима.

Решением проблемы является спуск в скважину насоса, который поддерживает непрерывный режим работы скважины. Такой режим эксплуатации называется «фонтан-насос». С помощью насоса эксплуатируется 21 фонтанная скважина.

При эксплуатации фонтанной скважины через насос выше УЭЦН встраивается клапан фонтанирования, что позволяет снизить износ насосной установки и улучшить условия фонтанирования в колонну НКТ. При выходе скважины на фонтанный режим УЭЦН отключается, и жидкость при фонтанировании минует установку и поступает через клапан в колонну НКТ. Когда скважина начинает фонтанировать через УЭЦН, задвижка на затрубном пространстве закрывается [3]. При срыве фонтанного режима насос вновь включается, а задвижка на устье затруба открывается.

Параметры работы фонтанных скважин приведены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры работы фонтанных скважин

Показатель		Объект II	
		горизонтальные скважины	наклонно-направленные скважины
Количество скважин		15	21
Буферное давление, МПа	Среднее	2.6	2.4
	Максимальное	5.0	5.2
	Минимальное	1.5	1.5
Забойное давление, МПа	Среднее	16.7	16.9
	Максимальное	17.4	17.8
	Минимальное	15.5	14.0
Депрессия на пласт, МПа	Среднее	2.2	2.0
	Максимальное	3.4	4.9
	Минимальное	1.5	1.8
Средний дебит, т/сут	Нефти	6.56	7.26
	Жидкости	112.40	48.15
Средняя обводненность, %		94.16	84.92

Из выше представленной таблицы следует, что средняя депрессия на пласт в горизонтальных скважинах составляет 2,2 МПа, а в наклонно-направленных – 2,0 МПа. Большинство скважин работает с проявлением газа из газовой шапки.

С целью снижения отбора газа в скважинах ограничиваются создаваемые депрессии на пласт.

Для фонтанных скважин с прорывным газом существует диапазон устойчивого фонтанирования. Он совпадает с диапазоном газосодержания (по жидкости)  $80 \div 120 < \Gamma < 650 \div 750 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Чем ниже газосодержание в указанном диапазоне, тем устойчивее режим фонтанирования и легче управление скважиной. Для скважин, характеризующихся эксплуатацией с газосодержанием более  $750 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , свойственен струевый и капельный режим движения газожидкостной смеси по всей длине лифта.

Замер дебитов жидкости, нефти и газа в скважинах с прорывным газом нельзя проводить в стационарной АГЗУ, для них применяются установки ОЗНА.

Стоит отметить, что сейчас достигнут наиболее эффективный режим эксплуатации фонтанных скважин с проявлением прорывного газа. В дальнейшем не планируется проведение мероприятий по повышению дебитов, так как снижение забойного давления в скважинах с прорывным газом может привести к увеличению дебита газа, что вызовет снижение притока нефти в ствол скважины.

### *Литература*

1. *Адонин А. Н.* Выбор способа добычи нефти. М.: Недра, 1971. 183 с.
2. *Амелин И. Д.* Особенности разработки нефтегазовых залежей. М.: Недра, 1978. 137 с.
3. *Попов В. А.* Повышение технологической надежности процессов добычи нефти в условиях Западной Сибири // Сборник научных трудов СибНИИИП. Тюмень: СибНИИИП, 1990. 164 с.