

## ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ДОБЫЧИ ГАЗОКОНДЕНСАТА НА БОВАНЕНКОВСКОМ НГКМ

Стрекалов А.В., Иванов А.В., Стратов В.Д.

*ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: Ivanow\_AV@mail.ru*

---

Сложные горно-геологические условия полуострова Ямал предъявляют особые требования к проведению гидродинамических исследований скважин с целью определения оптимального дебита газоконденсатных скважин. Оптимизация технологических режимов эксплуатации добывающих скважин влияет непосредственно на разработку Бованенковского месторождения с целью контроля добычи газоконденсата в период нарастающей добычи. В данной работе представлено обоснование в выборе технологического режима эксплуатации скважин. Благодаря применению гидродинамических исследований легко определить оптимальный технологический режим работы газоконденсатных скважин. Исследования проводятся на различных режимах с увеличением значений депрессий. Выбор технологического режима эксплуатации скважин также зависит от типа вскрываемой газовой и газоконденсатной залежи, начального пластового давления, температуры, состава пластового газа, прочности пород и других факторов. Режимом постоянного забойного давления позволяет увеличить общий коэффициент извлечения конденсата в период нарастающей добычи за счет поддержания забойного давления. Благодаря построению индикаторной кривой можно определять давления начала конденсации по результатам исследования скважин.

---

Ключевые слова: технологический режим, гидродинамические исследования, оптимальный дебит.

## OPTIMIZATION OF TECHNOLOGICAL MODES GAS CONDENSATE PRODUCTION AT THE BOVANENKOVO NGKM

Strekalov A.V., Ivanov A.V., Strats V.D.

*Federal state budget higher professional educational institution "Tyumen State Oil and Gas University", Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street. 38), e-mail: Ivanow\_AV@mail.ru*

---

Complex geological conditions of the Yamal Peninsula have special requirements for well testing to determine the optimal flow rate of gas condensate wells. Optimization of technological modes of operation of producing skvazhinviyaet directly to the development of the Bovanenkovo field in order to control gas condensate production in the period of increasing production. This paper presents the rationale in choosing the technological mode of operation of wells. Through the use of hydrodynamic studies easily determine the optimal technological mode of gas condensate wells. Studies conducted in different modes with increasing values of depression. The choice of technological regime of operation of wells also depends on the type of gas and gas condensate reveals deposits, the initial reservoir pressure, temperature, composition of the reservoir gas, rock strength and other factors. Mode constant bottomhole pressure can increase the overall recovery factor of condensate during the period of increasing production by maintaining BHP. Due to the construction of the indicator curve can be determined by the pressure dew point of the study wells.

---

Keywords: technological conditions, hydrodynamic studies, the optimal flow rate.

Сложные горно-геологические условия полуострова Ямал предъявляют особые требования к проведению гидродинамических исследований скважин с целью определения оптимального дебита газоконденсатных скважин. Оптимизация технологических режимов эксплуатации добывающих скважин влияет непосредственно на разработку Бованенковского месторождения с целью контроля добычи газоконденсата в период нарастающей добычи. В данной работе представлено обоснование в выборе технологического режима эксплуатации скважин.

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение (БНГКМ) введено в эксплуатацию в 2012 году, изначально эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин ведется под контролем современных автоматизированных систем управления за технологическими режимами эксплуатации скважин. Сегодня БНГКМ находится на этапе нарастающей добычи. В настоящий момент здесь введено в эксплуатацию 358 добывающих скважин с режимом постоянного оптимального дебита. Выбор режима неслучаен, его цель – обеспечить необходимый объем добычи газа.

Благодаря применению гидродинамических исследований легко определить оптимальный технологический режим работы газоконденсатных скважин [1,2]. Исследования проводятся на различных режимах с увеличением значений депрессий. Выбор технологического режима эксплуатации скважин также зависит от типа вскрываемой газовой и газоконденсатной залежи, начального пластового давления, температуры, состава пластового газа, прочности пород и других факторов [4].

Газодинамические исследования проводились в эксплуатационных скважинах, в обсаженном стволе с открытым окончанием. При получении фонтанного притока пластового флюида проводилась отработка до достижения установившегося режима работы скважины и очистки забоя скважины от механических примесей и технической воды [3].

Скважины исследовались на 5-ти прямых и 2-х обратных режимах через штуцеры диаметром 12–19 мм. Продолжительность работ на режиме измерялась от 1 до 4 часов. Измерения давления и температуры на ДИКТе проводились с помощью автономного прибора РДА-И2 с разрешающей способностью 0,002%, на буфере, в затрубном и межколонном пространстве.

Анализ динамики коэффициентов фильтрационного сопротивления в процессе нарастающей добычи показал, что наблюдается очистка призабойных зон скважин, загрязненных при вскрытии продуктивных отложений.

Результаты, полученные при исследовании скважины на газоконденсатность, приведены в таблице 1. По ним составляются графики зависимостей потенциала  $C_{5+}$  в добываемом газе от депрессии на пласт и углеводородных элементов извлекаемого газа (рисунок 1). Экстраполяция кривых до нулевой депрессии даст искомые величины потенциала  $C_{5+}$  в пластовом газе и состава пластового газа.

**Таблица 1**

Результаты исследований скважины на газоконденсатность пласт ТП<sub>7-11</sub>, скв. №5712

Диаметр штуцера, мм	Депрессия на пласт, %	Потенциал $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup>	Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Состав добываемого газа, мол. %					
				CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>5+</sub>
12,7	15,5	4,5	370	82,85	4,36	1,88	0,3	0,52	2

15,85	221	3,0	550	82,81	4,29	1,84	0,29	0,48	1,75
19,05	26	2,8	745	82,81	4,19	1,79	0,28	0,46	1,35
22,19	34	2,5	923	81,32	4,31	2,03	0,31	0,67	1,28
25,40	41	2,0	1098	79,68	4,47	2,23	0,33	0,85	1,34
22,19	34	2,5	926	81,32	4,31	2,03	0,31	0,67	1,28
19,05	26	2,8	746	82,81	4,19	1,79	0,28	0,46	1,35

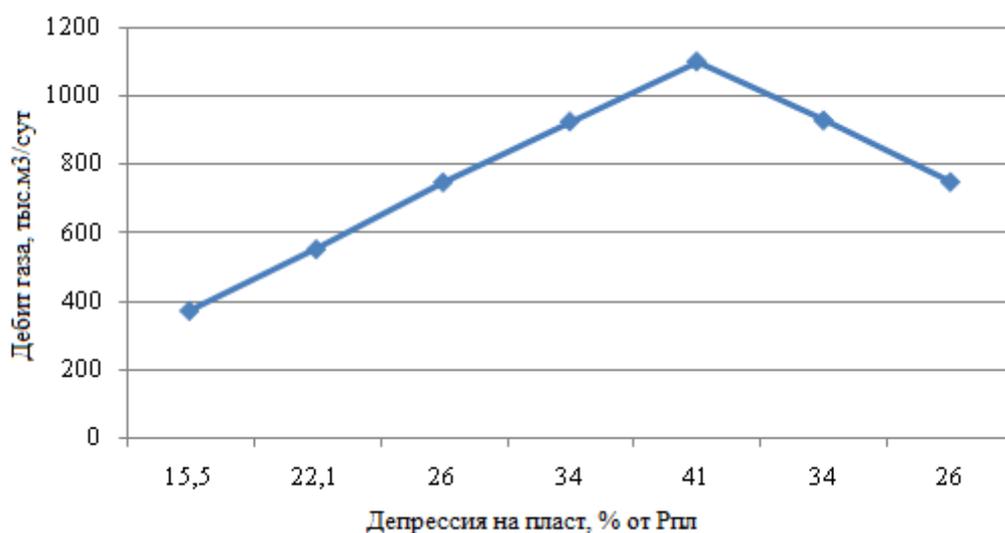


Рис.1. График зависимости дебита газа от депрессии на пласт ТП7-11.

В настоящий момент объектами эксплуатации являются пласты ТП<sub>1-6</sub> и ТП<sub>7-11</sub>. Скважины эксплуатируются в режиме поддержания постоянного оптимального дебита. Выбор данного технологического режима позволяет обеспечить постоянный уровень добычи, тем самым равномерно распределить проектную мощность установки комплексной подготовки газа на весь период разработки. В режиме поддержания постоянного оптимального дебита должна регулярно повышаться депрессия на пласт, так как снижается пластовое давление.

В дальнейшем необходимо отказаться от данного технологического режима, так как эксплуатация приведет к нарушению коллекторских свойств пласта [5]. В основном рекомендуется эксплуатировать скважины в режиме постоянной максимально допустимой депрессии.

Как и следовало ожидать, данный режим характеризуется падением забойного давления и дебита газоконденсатной скважины. Однако в критической точке происходит перелом кривой дебитов нестабильного конденсата, характеризующих зависимость добываемой конденсатной продукции от давления в стволе скважины. Забойное давление становится меньше давления насыщения, конденсат выпадает и остается на забое скважины.

В данной работе рекомендуем перевести фонд газоконденсатных скважин, вскрывших пласт ТП<sub>7-11</sub> с высоким содержанием конденсата, в режим постоянного забойного давления. В настоящий момент 34 скважины Бованенковского НГКМ разрабатывают пласт ТП<sub>7-11</sub>. Общая добыча конденсата составляет 102 тонны продукции в сутки. Режим позволяет увеличить общий показатель добычи газоконденсата в период нарастающей добычи:

$$P_{заб} = const \geq P_{н.к.} \quad (1)$$

$$Q = \frac{\sqrt{a^2 + 4\epsilon(2P_{пл(t)}^2 - P_{заб}^2)} - a}{2\epsilon} \quad (2)$$

где:  $a$  и  $\epsilon$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления,  $\text{атм}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут.})$  и  $\text{атм}^2/(\text{т.м}^3/\text{сут.})^2$ ;  $P_{пл}$  и  $P_z$  – пластовое и забойное давление, МПа;  $Q$  – дебит газовой скважины,  $\text{тыс.м}^3/\text{сут.}$

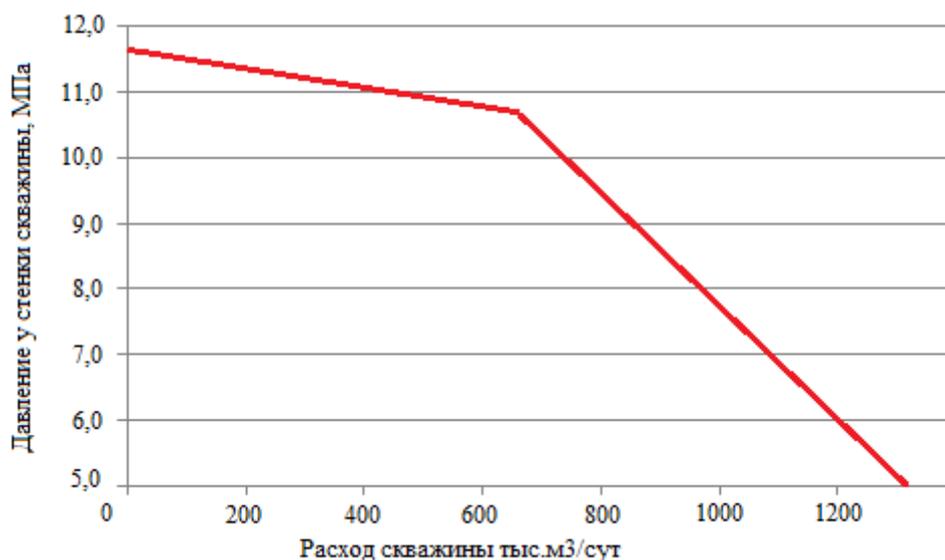


Рис.2 . Индикаторная кривая для газоконденсатной скважины

Зависимость дебита от забойного давления приведена на рисунке 2. На индикаторной кривой можно выделить два участка: пологий соответствует однофазной фильтрации в пласте, второй – крутой соответствует выпадению конденсата в пласте. Выпадение конденсата в призабойной зоне пласта резко ухудшает продуктивность скважины.

### Выводы

1. Выбор данного режима позволяет увеличить общий коэффициент извлечения конденсата (КИК) в период нарастающей добычи за счет поддержания забойного давления. Благодаря построению индикаторной кривой можно определять давления начала конденсации по результатам исследования скважин.

2. Результаты расчета накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости показали, что дальнейшая разработка пласта ТП7-11 Бованенковского НГКМ на режиме постоянного забойного давления эффективна, так как увеличивается объем извлекаемого конденсата.

### Список литературы

- 1 Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Недра, 1973. – 272.
- 2 Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. – М.: Недра, 1964., 286.
- 3 Гриценко А.И., Алиев З.С., Ремизов В.В., Ермилов О.М., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. 523.
- 4 Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский А.И. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. – М.: Наука, 1996. – 541.
- 5 Лаврушко П.Н., Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1974. – 367.

### Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Леонтьев С.А., д.т.н., профессор, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.