

УДК 622.273.054

DOI: 10.15587/2312-8372.2019.180587

## ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ МОРСКИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Самедов Т. А., Новрузова С. Г.

### 1. Введение

Как известно, одним из ключевых вопросов при разработке проекта освоения газовых и газоконденсатных месторождений является выбор технологических режимов работы скважин. Поддержание стабильной добычи газа и конденсата из месторождений по этапам разработки может обеспечиваться выбранными технологическими режимами по скважинам [1, 6]. Однако из-за возникших в технологическом процессе газодобычи препятствий нарушается режим работы скважин, а добыча газа уменьшается [2, 6].

Разработка новых методов и подходов с целью определения и управления оптимальных технологических режимов работы по скважинам для увеличения или стабильного сохранения добычи скважин по этапам разработки месторождений являются важными вопросами для технологических процессов газодобычи [6, 7]. В связи с изменением конструкции подъемников с целью стабильного поддержания или повышения производительности газо- и газоконденсатных скважин необходимо обеспечить выбор новых технологических режимов работы [3, 6]. Так, в исследовании [2] было показано, что разработать унифицированные методы по борьбе с пескопроявлением в стволе скважин для условий всех месторождений невозможно. Различие геолого-физических свойств продуктивных пластов многих месторождений, режимы эксплуатации скважин, эксплуатационное оборудование и другие факторы требуют постановки специальных исследований для выбора наиболее эффективных методов борьбы с пескопроявлениями.

В работе [3] был предложен способ удаления жидкости из газоконденсатной скважины и установки для его осуществления.

В работе [4] рассмотрены причины разрушения продуктивного коллектора и основные способы борьбы с выносом механических примесей из ствола скважины. В зависимости от разрушения продуктивного пласта рекомендованы к применению при проведении ремонтно-восстановительных работ различные составы с улучшенными свойствами.

В исследовании [5] приводится обзор работ в направлении предотвращения пескообразования в обводняющихся газовых скважинах, где подчеркивается, что появление песка на забое газовых и газоконденсатных скважин обусловлено различными причинами, связанными в основном с механическими свойствами продуктивного пласта. Поэтому основной проблемой, стоящей перед исследователями, заключается в разработке новых технологий и технологических жидкостей, что бы предотвратить разрушение призабойной

зоны пласта путем ее закрепления и очищения пласта от продуктов реакции. А также снизить вероятность повторного загрязнения призабойной зоны пласта, повысить эффективность и надежность проведения работ, сократить их продолжительность и стоимость, обеспечить минимальные затраты на последующее освоение ремонтируемой скважины за счет более плавного запуска скважины в работу.

В публикации [8] рассмотрены основы построения автоматизированной системы, предназначенной для регистрации выноса механических примесей (песка) из газодобывающих скважин.

Результаты некоторых исследований показывают, что на более поздней стадии добычи минимальная энергия, необходимая для вытягивания жидкостей из ствола скважины, выше, чем на начальной стадии добычи [9, 10].

Необходимо отметить, что в большинстве работ, посвященных борьбе с осложнениями, связанных с проявлением жидких и твердых частиц на забое газовых и газоконденсатных скважин, исследовались задачи по определению технологических мероприятий в призабойной зоне скважин.

Анализ соответствующих теме работ подтверждает актуальность исследования задач по оптимизации работы скважин при осложненных условиях, связанных с проявлением жидких и твердых частиц в стволе скважины. Следовательно, с точки-зрения характера исследований, требуется определить минимальное забойное давление, при котором скважина будет работать в указываемом оптимальном режиме за определенное время.

С учетом вышесказанного, *объектом исследования* является новый метод оптимального управления технологическим режимом работы газовых и газоконденсатных скважин. *А целью данной работы* является его практическое обоснование с учетом проявления осложнений непосредственно в их забойных условиях.

## **2. Методика проведения исследований**

Упомянутый в предыдущем разделе новый метод подхода был применен для определения технологических режимов работы скважин (№ 652 и 704), эксплуатируемых на VII горизонте месторождения Сангачал-море-Дуванны-море-Хара-Зиря (Азербайджан). Последовательность проведения расчетов методики, полученные результаты и их сравнение с промысловыми данными приведены ниже.

Извлечение жидких и твердых частиц из призабойной зоны скважин в основном зависит от скорости поднятия газа в стволе или добычи скважины, а также от физических свойств газа, жидких и твердых частиц, конструкции скважины и других параметров.

Так как извлечение жидких и твердых частиц на земную поверхность из забоя газоконденсатной скважины обеспечивается при минимальной скорости газового потока в башмаке подъемника или при минимальной добыче скважины, по эксплуатационным скважинам должны быть известны исходные данные.

Ниже приведены данные по добыче, необходимые для скважин.

Исходная информация для скважины № 652:

– пластовое давление  $P_{пл} = 17,5$  МПа;

– пластовая температура  $T_{пл} = 365$  К;  
– коэффициенты гидравлического сопротивления фильтрации –  
 $A = 42 \cdot 10^{-2}$  МПа·сут/тыс. м<sup>3</sup>;  $B = 65 \cdot 10^{-5}$  (МПа·сут/тыс. м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>;  
– конструкция лифта:  
I ряд: 4" – 2766 м; 2,5" – 750 м;  
II ряд: 2,5" – 2736 м;  
– диаметр подъемника I ряда в башмаке  $d = 2,5'' = 0,0625$  м;  
– коэффициент сжимаемости газа в  $P_{пл}$  и  $T_{пл}$ ,  $Z = 0,9$ ;  
– дебиты скважины –  $Q_r = 90 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/сут;  $Q_k = 1,5$  т/сут;  $Q_b = 5$  м<sup>3</sup>/сут;  
– коэффициент производительности скважины  $K = 1,2$  тыс. м<sup>3</sup>/МПа·сут.  
Исходная информация для скважины № 704:

– пластовое давление  $P_{пл} = 17,5$  МПа;  
– пластовая температура  $T_{пл} = 365$  К;  
– коэффициенты гидравлического сопротивления фильтрации –  
 $A = 48 \cdot 10^{-2}$  МПа·сут/тыс. м<sup>3</sup>;  $B = 50 \cdot 10^{-5}$  (МПа·сут/тыс. м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>;  
– конструкция лифта:  
I ряд: 4" – 2902 м; 2,5" – 620 м;  
II ряд: 2,5" – 2863 м;  
– диаметр подъемника I ряда в башмаке  $d = 2,5'' = 0,0625$  м;  
– коэффициент сжимаемости газа в  $P_{пл}$  и  $T_{пл}$ ,  $Z = 0,9$ ;  
– дебиты скважины –  $Q_r = 110 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/сут;  $Q_k = 12$  т/сут;  $Q_b = 8$  т/сут;  
– коэффициент производительности скважины  $K = 1,6$  тыс. м<sup>3</sup>/МПа·сут.

Минимальная добыча газа для обеспечения извлечения жидких и твердых частиц из газоконденсатной скважины определяется следующим уравнением:

$$q_{\min} = \frac{\pi d^2}{4} v_o \frac{T_0 P_3}{T_{пл} P_0 Z}, \quad (1)$$

где  $v_o$  – скорость оседания частиц в газовой среде:

$$v_o = 10(45 - 0,045 P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}}. \quad (2)$$

где  $T_0$  и  $P_0$  – температура и давление в нормальном условии, соответственно;  
 $P_3$  – забойное давление.

Тогда учитывая (2) в (1) для расчета минимальной добычи газа получим:

$$q_{\min} = 0,785 \cdot 0,0625^2 \cdot 10(45 - 0,045 P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}} \cdot \frac{T_0 P_3}{T_{пл} P_0 Z}, \quad (3)$$

ТО ЕСТЬ

$$q_{\min} = 25,3(45 - 0,045P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}}. \quad (4)$$

Если учитывать полученное выражение в уравнении притока ( $P_{пл}^2 - P_3^2 = A Q_r + B Q_r^2$ ), то получаем уравнение для определения забойного давления.

### 3. Результаты исследований и обсуждение

Проведем расчеты для скважины № 652.

Минимальное значение добычи газа или скорости потока газа для обеспечения извлечения жидких и твердых частиц из скважины соответствует забойному давлению, определенного по уравнению:

$$17,5^2 - P_3^2 = 42 \cdot 10^{-2} \cdot 25,3(45 - 0,045P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}} + 65 \cdot 10^{-5} \left[ 25,3(45 - 0,045P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}} \right]^2. \quad (5)$$

Относительно  $P_3$  уравнение (5) решается двумя методами:

- 1) итерационный метод;
- 2) графоаналитический метод.

Для определения забойного давления  $P_3$  выбираем графоаналитический метод.

Левую и правую часть полученного уравнения обозначим через  $y$ :

$$\begin{aligned} y &= f(P_3) \text{ и } y = \phi(P_3), \\ y &= 17,5^2 - P_3^2, \\ y &= 10,5(45 - 0,045P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}} + 0,41 \left[ (45 - 0,045P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}} \right]^2. \end{aligned} \quad (6)$$

Решение системы уравнений (6) с применением графоаналитического метода становится возможным при заданных значениях забойного давления ( $P_3=16, 15, 14, 13, 12, 11$  МПа).

По этим значениям строятся графики  $y = f(P_3)$  и  $y = \phi(P_3)$ , и точка их пересечения считается значением забойного давления. Определяемое забойное давление обеспечивает извлечение жидких или твердых частиц из забоя на земную поверхность.

Сначала вычислим значения  $y$  по зависимости  $y = f(P_3)$ :

$$y(16) = 17,5^2 - 16^2 = 306,25 - 225 = 50,25,$$

$$y(15) = 306,25 - 225 = 81,25,$$

$$y(14) = 306,25 - 196 = 110,25,$$

$$y(13) = 306,25 - 169 = 137,25,$$

$$y(12) = 306,25 - 144 = 162,25,$$

$$y(11) = 306,25 - 121 = 185,25.$$

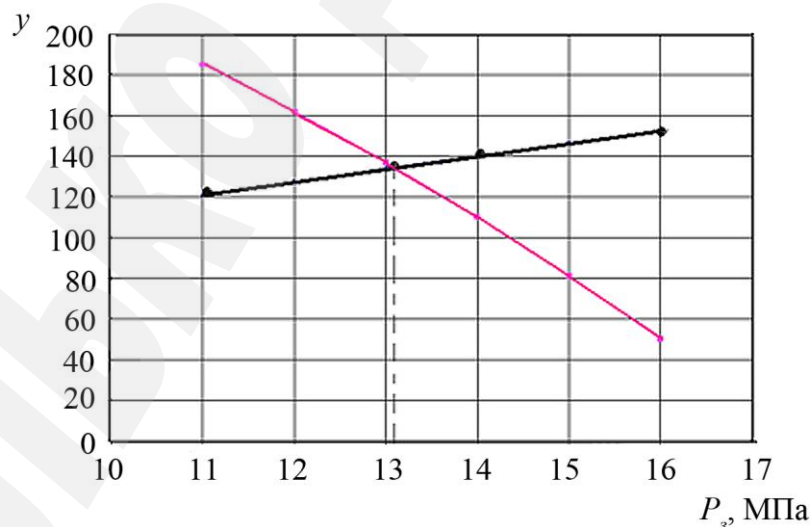
Последовательность и результаты расчета правой части уравнения  $y = \phi(P_3)$  приведены в табл. 1.

**Таблица 1**

Последовательность и результаты расчета уравнения  $y = \phi(P_3)$   
для скважины № 652

№	$P_3$	$0,045 \cdot P_3$	$45 - [3]$	$\sqrt[4]{[4]}$	$\sqrt{P_3}$	$10,4 \cdot [5] \cdot [6]$	$\sqrt{[4]}$	$0,41 \cdot [8] \cdot P_3$	$y = [7] + [9]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	16	0,728	44,27	2,579	4,0	109,35	6,654	43,65	153
2	15	0,6825	44,32	2,580	3,87	105,84	6,657	40,94	146,78
3	14	0,6370	44,36	2,581	3,74	102,32	6,660	38,23	140,55
4	13	0,5915	44,41	2,581	3,61	98,76	6,664	35,32	134,28
5	12	0,5460	44,45	2,582	3,46	94,70	6,667	32,80	127,5
6	11	0,5005	44,50	2,583	3,32	90,90	6,671	30,08	120,98

Сначала определяются  $y = f(P_3)$  (зависимость (1)),  $y = \phi(P_3)$  (зависимость (2)), а затем в соответствии зависимостям (1) и (2) определяется  $P_3 = 13,1$  МПа (рис. 1).



**Рис. 1.** Определение  $P_3$  графоаналитическим методом для скважины № 652

При этом значении забойного давления возможен вынос жидких и твердых частиц на земную поверхность. Согласно этому значению забойного давления определяется минимальная добыча скважины:

$$q_{\min} = K(P_{\text{пл}}^2 - P_3^2)^n.$$

Считается, что  $n=1$ :

$$q_{\min} = 1,2(17,5^2 - 13,1^2) = 161,6,$$

то есть

$$q_{\min} = 161,6 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Фактическая добыча скважины № 652 составляет  $102 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$ , то есть  $Q_f < q_{\min}$ . Добыча анализируемой скважины меньше определяемой теоретической добычи. В этом случае невозможно извлечение на земную поверхность жидких и твердых частиц в анализируемой скважине. Другими словами, добыча скважины уменьшается из-за образования жидких пробок в зоне забоя скважины № 652.

Для ликвидации пробки жидкости, образовавшейся в зоне забоя эксплуатационных скважин в морских условиях, скважину продувают с помощью газа.

При этом скважина эксплуатируется без штуцера с минимальным буферным давлением и максимальной добычей. Затем продукт из скважины направляется на выкидную линию.

При продувке скважина эксплуатируется «свободной добычей», которая определяется следующим уравнением:

$$q_s = \frac{\sqrt{A^2 + 4(B+\theta)(P_{\text{пл}}^2 - \theta^{2S})} - A}{2(B+\theta)},$$

$$\theta = 1,377\lambda \frac{Z_{cp}^2 T_{cp}^2}{d_b^5} (e^{2S} - 1),$$

$$s = 0,0683 \frac{\bar{\rho}H}{Z_{cp} T_{cp}},$$
(7)

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления подъемника;  $Z_{cp}$  – средний коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины;  $T_{cp}$  – средняя температура газа в стволе скважины;  $d_b$  – внутренний диаметр подъемника.

Следует отметить, что используемое уравнение применяется в том случае, когда скорость потока газа в устье, не превышает критическую скорость (400 м/с).

Допустим, что при продувке газом забойной зоны добыча скважины в два раза превышает ее действительное значение. В этом случае добыча скважины будет  $q_r = 2 \cdot 102 = 204 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В большинстве случаев продувка газом забойной зоны скважины осуществляется в течение  $(15 \div 30)$  минут.

При этом потеря газа в процессе продувки будет:

$$q_o = \frac{204000}{24 \cdot 60} (15 \div 30) = (2125 \div 4250) \text{ м}^3,$$

то есть

$$\bar{q}_o = 3100 \text{ м}^3.$$

С другой стороны, следует учитывать, что продувка газом забойной зоны скважины проводится 3 или 4 раза в течение месяца, и в течение месяца потребляется  $\bar{q}_{\text{мес}} = 9300 \text{ м}^3$  газа.

Потеря газа в течении года будет:

$$\bar{q}_{\text{год}} = 9300 \cdot 12 = 111600 = 111,6 \text{ тыс. м}^3/\text{год}.$$

Определим диаметр и длину подъемника, при котором представляется возможным извлекать твердые частицы с забоя скважины на земную поверхность.

Расчеты ведутся в следующей последовательности:

– определение скорости осаждения частиц в газовой среде:

$$v_o = 10(45 - 0,045 P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}} = 10(45 - 0,045 \cdot 13,1)^{\frac{1}{4}} \cdot 13,1^{\frac{1}{2}} = 9,3 \text{ м/с};$$

– количество добываемого газа в секунду:

$$q_o = \frac{102000}{24 \cdot 60 \cdot 60} = 1,18 \text{ м}^3/\text{с};$$

– добыча скважины в условии забоя в секунду:

$$q_s = 1,18 \frac{0,1}{13,1} \cdot \frac{365 \cdot 0,98}{293} = 0,011 \text{ м}^3/\text{с};$$

– скорость потока газа в башмаке подъемника:

$$v_o = \frac{0,011}{0,785^2 - 0,0625^2} = 3,6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Из полученного результата становится ясно, что из-за того, что диаметр скважины № 652 равен на 2,5" скорость газового потока не обеспечит извлечение жидких частиц на земную поверхность. Поэтому необходимо уменьшить диаметр подъемной трубы. С этой целью необходимо изменить конструкцию лифта, то есть увеличить высоту I ряда лифта 150 м и принять диаметр 1,5". В этом случае I ряд конструкции скважины принимается так: 4" – 2766 м, 2,5" – 750 м, 1,5" – 150 м, а II ряд оставляется как в предыдущем условии.

Для случая  $d=1,5''$  определим скорость газового потока в башмаке:

$$v_0 = \frac{0,011}{0,785^2 - 0,038^2} = 9,7 \text{ м/с,}$$

то есть в конструкции предлагаемой скважины скорость потока газа в башмаке превышает скорость осаждения жидких частиц.

Таким образом, потеря газа будет предотвращена, так как при изменении длины и диаметра подъемника можно будет извлекать на земную поверхность жидкие или твердые частицы из забоя скважины № 652.

По разработанному способу проведем следующие расчеты для скважины № 704.

Минимальное значение добычи газа или скорости потока газа для обеспечения извлечения жидких и твердых частиц из скважины соответствует забойному давлению, определенного по уравнению:

$$17,5^2 - P_3^2 = 48 \cdot 10^{-2} \cdot 25,3(45 - 0,045 P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}} +$$

$$+ 65 \cdot 10^{-5} \left[ 25,3(45 - 0,045 P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}} \right]^2,$$

$$17,5^2 - P_3^2 = 12,1(45 - 0,045 P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}} + 0,42(45 - 0,045 P_3)^{\frac{1}{2}} P_3.$$

Строятся зависимости  $y = f(P_3)$  и  $y = \phi(P_3)$ :

$$y = 17,5^2 - P_3^2,$$

$$y = 12,1(45 - 0,045 P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}} + 0,42(45 - 0,045 P_3)^{\frac{1}{2}} P_3.$$

Значения  $y = 17,5^2 - P_3^2$  для заданных забойных давлений ( $P_3=16, 15, 14, 13, 12, 11$  МПа) рассчитаны для скважины № 652 (эти результаты идентичны для скважины № 704).

Последовательность и результаты расчета правой части уравнения  $y = \phi(P_3)$  приведены в табл. 2.



Таблица 2

Последовательность и результаты расчета уравнения  $y = \phi(P_3)$   
для скважины № 704

№	$P_3$	$0,0455P_3$	$45-[3]$	$\sqrt[4]{4}$	$\sqrt{P_3}$	$12,1 \cdot [5] \cdot [6]$	$\sqrt{[4]}$	$0,32 \cdot [8] \cdot [2]$	$y=[7]+[9]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	16	0,728	44,27	2,579	4,00	124,82	6,654	34,07	158,89
2	15	0,6825	44,32	2,580	3,87	120,81	6,657	31,95	152,76
3	14	0,6370	44,36	2,581	3,74	116,80	6,660	29,84	146,64
4	13	0,5915	44,41	2,581	3,61	112,74	6,664	27,72	140,46
5	12	0,5460	44,45	2,582	3,46	108,10	6,667	25,60	133,70
6	11	0,5005	44,50	2,583	3,32	103,76	6,671	23,48	127,24

Сначала определяются  $y = f(P_3)$  (зависимость (1)),  $y = \phi(P_3)$  (зависимость (2)),  
а затем в соответствии зависимостям (1) и (2) определяется  $P_3 = 12,8$  МПа (рис. 2).

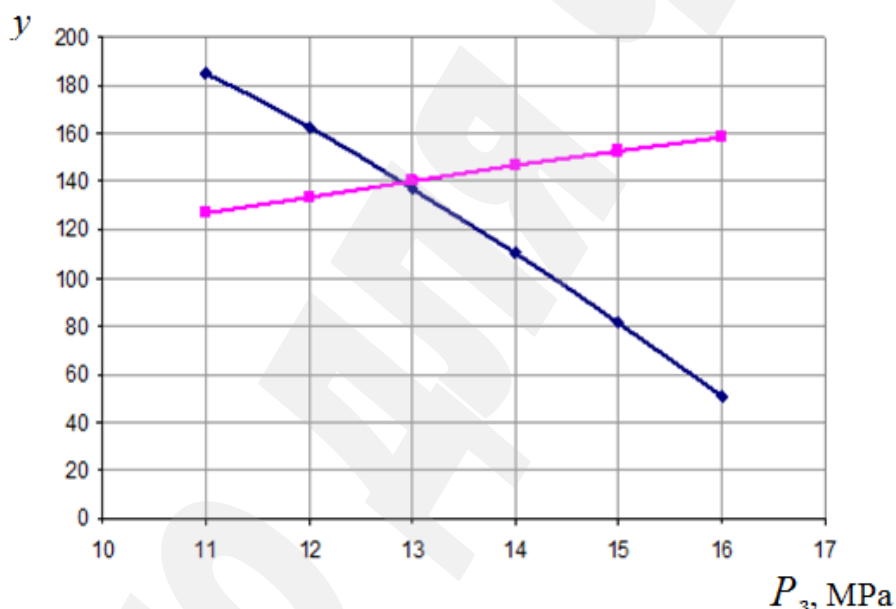


Рис. 2. Определение  $P_3$  графоаналитическим методом для скважины № 704

Согласно этому значению забойного давления определяется минимальная добыча скважины:

$$q_{\min} = K(P_{пл}^2 - P_3^2)^n = 1,6(17,5^2 - 12,8^2) = 227,7 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

Фактическая добыча скважины № 704  $Q_f < q_{\min}$  ( $110 < 227,7$ ):

$$q_2 = 2 \cdot 110 = 220 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.},$$

$$q_o = \frac{220000}{24 \cdot 60} (15 \div 30) = (2300 \div 4600) \text{ м}^3,$$

$$\bar{q}_o = 34 \cdot 50 \cdot 3 = 10350 \text{ м}^3,$$

$$\bar{q}_{\text{год}} = 10350 \cdot 12 = 124200 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Теперь определим диаметр и длину подъемника, при котором представляется возможным извлекать твердые частицы с забоя скважины на земную поверхность.

Расчеты ведутся в следующей последовательности:

– определение скорости осаждения частиц в газовой среде:

$$v_o = 10(45 - 0,045 P_3)^{\frac{1}{4}} P_3^{\frac{1}{2}} = 10(45 - 0,045 \cdot 12,8)^{\frac{1}{4}} \cdot 12,8^{\frac{1}{2}} = 9,4 \text{ м/с};$$

– количество добываемого газа в секунду:

$$q_o = \frac{110000}{24 \cdot 60 \cdot 60} = 1,27 \text{ м}^3/\text{с};$$

– добыча скважины в условиях забоя в секунду:

$$q_s = 1,27 \frac{0,1}{12,7} \cdot \frac{365 \cdot 0,9}{293} = 0,0112 \text{ м}^3/\text{с};$$

– скорость потока газа в башмаке подъемника:

$$v_o = \frac{0,0112}{0,785^2 - 0,0625^2} = 3,65 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Из полученных результатов видно, что  $v_o > v_o$  ( $7,22 > 3,65$ ). Значит, в забое скважины образуется жидкая пробка.

Чтобы обеспечить извлечение жидких частиц на земную поверхность необходимо изменить конструкцию лифта. Поэтому необходимо уменьшить диаметр подъемной трубы и увеличить высоту Гряда лифта 120 м. В этом случае Гряд конструкции скважины принимается так: 4" – 2902 м, 2,5" – 620 м, 1,5" – 120 м.

Для случая  $d = 1,5''$  определим скорость газового потока в башмаке:

$$v_o = \frac{0,0112}{0,785^2 - 0,038^2} = 9,88 \text{ м/с} \approx 10 \text{ м/с},$$

то есть в конструкции предлагаемой скважины скорость потока газа в башмаке превышает скорость осаждения жидких частиц.

Таким образом, потеря газа будет предотвращена, так как при изменении длины и диаметра подъемника можно будет извлекать на земную поверхность жидкие или твердые частицы из забоя скважины № 652.

#### 4. Выводы

Приводится практическое обоснование нового метода подхода оптимального управления оптимальным технологическим режимом работы скважин при осложнениях, связанных с проявлением жидких и твердых частиц в условиях забоя.

Предложенный подход позволяет определить минимальные забойные давления, при котором газовые и газоконденсатные скважины будут работать в оптимальном режиме за счет изменения конструкции подъемников.

Предложенный способ позволяет извлекать жидкие и твердые частицы из ствола газовых и газоконденсатных скважин на земную поверхность и, следовательно, обеспечить технологическую эффективность их эксплуатации.

#### Литература

1. Алиев, З. С., Сомов, Б. Е., Рогачев, С. А. (2001). *Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин*. Москва: Техника, 95.
2. Мирзаджанзаде, А. Х., Кузнецов, О. Л., Басниев, К. С., Алиев, З. С. (2003). *Основы технологии добычи газа*. Москва: Недра, 880.
3. Бондаренко, В. А., Савенок, О. В. (2014). Исследование методов и технологий управления осложнениями, обусловленных пескопроявлениями. *Горный информационно-аналитический бюллетень, 1*, 3–27.
4. Никитин, Б. А., Басниев, К. С., Алиев, З. С. (1998). *Методика определения забойного давления в горизонтальной газовой и газоконденсатной скважине с учетом наличия в потоке газа жидкости*. Москва: ИРЦ Газпром, 33.
5. Бураков, Ю. Г., Минко, А. Г., Вдовенко, В. Л., Иванов, В. В. и др. (1998.06.27). *Способ удаления жидкости из газоконденсатной скважины и установка для его осуществления*. Патент на изобретение RU 2114284 C1. Available at: [https://yandex.ru/patents/doc/RU2114284C1\\_19980627](https://yandex.ru/patents/doc/RU2114284C1_19980627)
6. Гасумов, Р. А., Кукулинская, Е. Ю. (2016). Технологические решения, направленные на ограничение выноса пластового песка из добывающих газовых скважин. *Наука, инновации, технологии, 3*, 165–176.
7. Листак, М. В. (2014). Проблемы предотвращения пескообразования в обводняющихся газовых скважинах. *Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского индустриального института*. Тюмень: ТюмГНГУ, 12–14.
8. Попов, Е. В., Савастюк, С. С., Ежов, С. А., Карюк, В. М., Морозов, И. В. (2017). Контроль выноса песка из промысловой газовой скважины (по результатам испытаний и промышленной эксплуатации). *Экспозиция Нефть Газ, 2*, 130–132.
9. Fadairo, A., Olugbenga, F., Sylvia, N. C. (2015). A new model for predicting liquid loading in a gas well. *Journal of Natural Gas Science and Engineering, 26*, 1530–1541. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.09.003>
10. Ikpeka, P. M., Okolo, M. O. (2018). Title: Li and Turner Modified model for Predicting Liquid Loading in Gas Wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 9* (3), 1971–1993. doi: <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0585-6>