

УДК 622.276

<https://doi.org/10.36906/AP-2020/28>**ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ  
С УЧЕТОМ ПОЛЗУЧЕЙ ДЕФОРМАЦИИ ГОРНЫХ ПОРОД****Казымов Б. З.***канд. техн. наук**Институт нефти и газа НАН Азербайджана**г. Баку, Азербайджан***Зейналов Р. М.***канд. техн. наук**Институт нефти и газа НАН Азербайджана**г. Баку, Азербайджан*

**Аннотация.** В статье предлагается метод определения оптимальных характеристик эксплуатации газовой скважины в случае возможности проявления технологических осложнений, связанных с образованием жидкостной пробки в забое скважины с учетом ползучей деформации горных пород пласт-коллектора за период разработки газовой залежи в режиме истощения

**Ключевые слова:** газовое месторождение; ползучая деформация; давление; пористость; дебит скважины; забойное давление; оптимальный режим, ядро ползучести

При разработке углеводородных месторождений проявляются различного типа технологических осложнений, которые приводят к снижению эффективности освоения запасов углеводородов. Одним из этих видов осложнений является проявление жидкостной пробки в стволе скважины при наличии влаги в продукции скважины. В этом случае, образование пробки воды ограничивает дебит скважины и со временем приводит к полностью его прекращению [1-4].

Анализ существующих литературных данных свидетельствуют, что исследованию вопросов по установлению оптимальных режимов эксплуатации скважин в случае проявления жидкостной пробки в стволе скважины были посвящены работы, преимущественно для случаев стационарного режима фильтрации и без учета деформации горных пород пластов в процессе разработки месторождения. Однако, из теории и практики разработки месторождений нефти и газа известно, что нефтесодержащие горные породы этих месторождений, находящиеся под огромным геостатическим давлением, в процессе разработки подвергаются сильной деформации, причем не всегда упругой — по мере снижения пластового давления, особенно в условиях глубокозалегающих месторождений происходит резкое увеличение напряжения на скелет пористой среды, вследствие которого горные породы подвергаются неупругим деформациям, часто имеющих реологическую природу. Результаты исследований, соответствующих гидрогазодинамических и обратных задач по определению технологических показателей и фильтрационно-емкостных характеристик пластов, связанных с разработкой нефтяных и газовых залежей с учетом реологического поведения горных пород показывают, что неучет этого фактора может привести определенным неточностям. Это может быть отнесено также к случаю выбора

оптимальных технологических условий, учитывающих осложнений, встречающихся в практике эксплуатации скважин преимущественно в системе «пласт-скважина» [5-8].

С учетом вышеуказанных, в статье приводится методика выбора оптимальных технологических условий эксплуатации скважины, при удовлетворении которых, за счет постоянного выноса жидкой фазы потоком газа, обеспечивается регулярность процесса эксплуатации при разработке в режиме истощения газовых залежей, горные породы которых подвергаются ползучей деформации.

Принимаем, что газовая залежь круговой формы дренируется центральной скважиной в режиме истощения, и горные породы пласта подвергаются ползучей деформации. Для этого случая изменение пористости ( $m$ ) в зависимости от изменения пластового давления ( $p$ ) (в случае ядра ползучести Вольтера) подчиняется следующему закону [6, 7]:

$$m = m_0 + \beta_n(p - p_0) + m_1 m_0 \int_0^t e^{-\gamma_m(t-\tau)} (p - p_0) d\tau, \quad (1)$$

где  $p_0$  и  $m_0$  — соответственно начальные значения пластового давления и пористости;  $m_1$  — параметр объемной текучести ползучей среды;  $\gamma_m = \tau_m^{-1}$ ;  $\tau_m$  — время релаксации пористости;  $\beta_n$  — объемный коэффициент упругой сжимаемости пористой среды;  $t$  — время.

Связь между текущим объемом добычи газа ( $q_z$ ), пористостью и пластового (средневзвешенного) давления выражается следующим уравнением материального баланса для газа [5, 9]:

$$\bar{q}_z = - \frac{d}{dt} \left( \frac{mp}{z(p)} \right), \quad (2)$$

где  $\bar{q}_z = \frac{q_z P_{am}}{\Omega \beta}$ ;  $\beta$  и  $z(p)$  — коэффициенты температурной поправки и сверхсжимаемости для газа соответственно;  $\Omega$  — объем залежи;  $P_{am}$  — атмосферное давление.

Задача определения изменений во времени пластового давления и пористости в области дренирования скважины математически описывается следующей системой уравнений, полученной путем совместного решения уравнений (1) и (2):

$$\begin{cases} \frac{dp}{dt} = - \frac{\bar{q}_z + f_1 F}{\beta_n f_1 + f_2 + f_3} \\ \frac{dm}{dt} = - \frac{\beta_n \bar{q}_z - (f_2 + f_3) F}{\beta_n f_1 + f_2 + f_3} \end{cases} \quad (3)$$

где  $f_1 \equiv f_1(p) = \frac{P}{z(p)}$ ;  $f_2 \equiv f_2(p, m) = \frac{m}{z(p)}$ ;  $f_3 \equiv f_3(p, m) = mp \left[ \frac{1}{z(p)} \right]'$ ;

$F \equiv F(p, m) = (m_0 m_1 + \gamma_m \beta_n)(p - p_0) + \gamma_m (m_0 - m)$ .

Система (3) решается в рамках следующих начальных условий — при  $t = 0$ :

$$p(0) = p_0; \quad m(0) = m_0. \quad (4)$$

Знаем, что минимальный дебит газовой скважины, при котором не образуется на забое жидкостная пробка, рассчитывается по формуле [2, 5]:

$$q_{\min} = \frac{1,23(45 - 0,45 p_c)^{\frac{1}{4}} \pi d^2 \beta p_c}{\sqrt{0,45 p_c} 4 p_{am} z(p_c)} \quad (5)$$

где  $p_c$  — забойное давление;  $d$  — внутренний диаметр скважины.

С другой стороны, отметим, что установление оптимальных значений забойного давления скважины целесообразно осуществлять с учетом максимально возможной депрессии в пласте равной  $\Delta p$ . Тогда, получаем:

$$p_c = p - \Delta p. \quad (6)$$

Принимая в системе уравнений (3) равенство  $q_z = q_{\min}$ , где величина  $q_{\min}$  определяется через формулы (5), и учитывая в этой формуле соотношение (6), для определения оптимальных характеристик эксплуатации скважины (дебита и забойного давления скважины при которых в стволе не происходит накопление жидкости) получаем замкнутую систему (3)-(6) [5].

Таким образом, предлагается метод выбора оптимального режима эксплуатации газовой скважины без образования жидкостной пробки в стволе с учетом ползучей деформации горных пород пласт-коллектора за период разработки газовой залежи в режиме истощения.

### Литература

1. Аксенова Н. А., Овчинников В. П., Анашкина А. Е. Технология и технические средства закачивания скважин с неустойчивыми коллекторами. Тюмень: ТИУ, 2018. 134 с.
2. Арбузов В. Н., Курганова Е. В. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях: практикум. Томск, 2015. 68 с.
3. Юшин Е. С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Ухта: УГТУ, 2019. 292 с.
4. Воронин П. В. Предупреждение образования газогидратов на ранней стадии испытания скважин // Молодежь и наука: сб. мат. IX Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием, посвященной 385-летию со дня основания г. Красноярск. Красноярск, 2013. 5 с.
5. Казымов Б. З., Керимова И. М. Методика выбора оптимального режима эксплуатации газовой скважины с учетом деформации горных пород. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2020. №10. С. 30-33.
6. Мамедли Р. Э. Устойчивость неоднородных трехслойных стержней при неравномерном поле температуры в нелинейно упругой среде. // Математические структуры и моделирование. 2018. №46. С. 33-38.
7. Мирзаджанзаде А. Х., Кузнецов О. Л., Басниев К. С., Алиев З. С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра. 2003. 880 с.
8. Кулиев А. М., Казымов Б. З. Деформация горных пород и ее влияние на их фильтрационно-емкостные свойства и на процессы фильтрации и разработки месторождений нефти и газа. Баку: Элм, 2009. 88 с.

9. Молокович Ю. М. Неравновесная фильтрация и ее применение в нефтепромысловой практике. М., 2006. 214 с.

10. Кулиев А. М., Бабанлы В. Ю., Эфендиев Р. М., Казымов Б. З. Влияние реологических свойств горных пород на показатели разработки газового месторождения при газовом режиме // Актуальные проблемы прикладной математики и информационных технологий: труды международной конференции. Ташкент, 2009. С. 238-241.

*©Казымов Б. З., Зейналов Р. М., 2020*