

УДК 622.276

https://doi.org/10.33619/2414-2948/110/10

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКОГО ЗНАЧЕНИЯ ДЕБИТА СКВАЖИНЫ ПРИ ФОНТАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

©**Оруджов Ю.**, Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

©**Абышова Р.**, Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

DETERMINATION OF THE CRITICAL VALUE OF THE WELL FLOW RATE DURING FOUNTAIN OPERATION

©**Orujov Yu.**, Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

©**Abishova R.**, Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

Аннотация. Целью данного исследования является предложение методики определения критического значения дебита в фонтанных скважинах для предотвращения обвала продуктивного пласта с учетом однородности пород. С понятием критического дебита связано много споров в сообществе инженеров, занимающихся разработкой нефтегазовых залежей. В первую очередь вопросы вызывают уже существующие аналитические методики определения критического дебита. Проведены расчеты и определено критическое значение дебита скважины, при котором может произойти обвал пласта.

Abstract. The purpose of this study is to propose a method for determining the critical flow rate in flowing wells to prevent the collapse of the productive formation, taking into account the homogeneity of the rocks. The concept of critical flow rate is associated with many disputes in the community of engineers involved in the development of oil and gas deposits. First of all, questions are raised by the existing analytical methods for determining the critical flow rate. Calculations were made and the critical value of the well flow rate was determined, at which a collapse of the formation may occur.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, способы эксплуатации, гидростатический напор.

Keywords: oil and gas condensate field, operating methods, hydrostatic pressure.

Способ эксплуатации скважин, при котором подъем углеводородов от забоя скважины на дневную поверхность происходит за счет природной (пластовой) энергии, называется фонтанным. Фонтанирование нефтяных скважин происходит за счет гидростатического напора или за счет энергии сжатого газа, а также за счет энергии сжатых горных пород. Приток нефти к забоям скважин происходит за счет разности между пластовым и забойным давлением. В случае, когда давление столба жидкости (до устья заполненной скважины) меньше пластового давления, скважина будет фонтанировать. Фонтанный способ эксплуатации скважин представляет собой метод добычи углеводородов, при котором давление в пласте достаточно высоко, чтобы заставить продукцию (нефть или природный газ) самопроизвольно подниматься к поверхности без дополнительного использования искусственных насосов или других устройств [1].

Основные понятия фонтанирования включают:

Гидростатический напор: природное давление, создаваемое гидростатическим столбом жидкости в пласте, позволяет продукции подниматься к поверхности.

Энергия сжатого газа: в некоторых случаях, наличие сжатого природного газа в пласте может обеспечивать дополнительную энергию для подъема продукции.

Энергия сжатых горных пород: при разрыве или других реологических процессах могут создаваться дополнительные динамические условия, способствующие фонтанированию. [1-3].

Приток нефти или газа к забоям скважин происходит за счет разности давлений между пластом и забоем. Когда пластовое давление превышает давление на забое, это может привести к фонтанированию — поднятию продукции на поверхность. Поддержание фонтанирующего режима может быть важным аспектом эксплуатации скважины и инженерные мероприятия могут включать в себя контроль давления, расчеты оптимальной скорости добычи, использование технологий обводнения (если в пласте присутствует вода) и другие методы для обеспечения эффективной добычи. Чаще всего основную роль в фонтанировании скважин играет газ, содержащийся вместе с нефтью в пласте, в том числе в тех случаях, когда газ в пластовых условиях полностью растворен в нефти и по пласту движется однородная жидкость. Структура продуктивных пластов может быть различной, включая и неоднородные формации. Это может приводить к неравномерной добыче углеводородов и проблемам с обводнением в проницаемых слоях. Для успешной добычи нефти и газа из таких пластовых формаций играет ключевую роль разница между пластовым давлением и давлением на забое скважины. Если давление в столбе жидкости ниже пластового давления, скважина может начать фонтанировать. Часто газ, содержащийся вместе с нефтью в пласте, играет важную роль в фонтанировании скважин. Даже если газ полностью растворен в нефти и по пласту движется однородная жидкость, его наличие может существенно повлиять на давление и динамику продукции. Например, при снижении давления на забое газ может выделяться из раствора, увеличивая объем и давление внутри скважины и способствуя ее фонтанированию. Эффективное управление процессом добычи включает в себя не только контроль давления, но и оценку газовых факторов, оптимизацию скорости добычи и применение технологий обводнения для минимизации негативных последствий неоднородности пластов и обеспечения наиболее эффективной добычи углеводородов [1, 2].

Фонтанирование нефтяной скважины может происходить в зависимости от режима работы источника энергии, включая гидростатический напор или энергию расширения газа, содержащегося в нефти. В некоторых случаях фонтанирование может происходить одновременно за счет обеих энергий. Гидростатическое давление, создаваемое столбом нефти и других жидкостей в пласте, может быть основным источником энергии для фонтанирования. При достаточно высоком пластовом давлении и хорошей проницаемости пласта нефть может подниматься к поверхности под действием этого напора. Если в нефти содержится растворенный газ, его выделение и расширение при выходе на поверхность также могут способствовать фонтанированию. Расширение газа создает дополнительное давление внутри скважины, что может усилить поток нефти и газа к поверхности. Когда оба этих механизма действуют одновременно, это может привести к более интенсивному фонтанированию и увеличению объема добычи углеводородов. Тем не менее, контроль над этим процессом важен, чтобы избежать нежелательных последствий, таких как нефтяные разливы или потеря углеводородов в окружающую среду. В этом контексте инженеры и

операторы скважин активно мониторят и регулируют параметры добычи, чтобы обеспечить безопасность и эффективность эксплуатации [3-5].

Однако чаще всего главную роль в фонтанировании нефтяных скважин играет природный газ, содержащийся вместе с нефтью в пласте. Это относится даже к ситуациям, когда газ полностью растворен в нефти и движение по пласту происходит как однородная жидкость [6]. В этом случае весь газ находится в нефти в растворенном состоянии, а забойное давление определяется как давление столба однородной жидкости, заполняющей скважину, по формуле:

$$P_{\text{заб}} = H\rho g + P_{\text{тр}} + P_y \quad (1)$$

где $P_{\text{заб}}$ — забойное давление, МПа; H — глубина скважины, м; ρ — плотность жидкости, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с²; $P_{\text{тр}}$ — гидравлические потери давления на трение при движении жидкости в трубах, МПа; P_y — противодействие на устье, МПа. Потери давления на трение определяются по формуле Дарси-Вейсбаха

$$P_{\text{тр}} = \frac{\lambda \cdot L}{d} \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \rho, \quad (2)$$

где λ — коэффициент гидравлических сопротивлений; d — диаметр насосно-компрессорных (подъемных) труб, м; v — скорость движения жидкости в подъемных трубах, м/с; L — длина подъемных труб, м. Численное значение λ определяется в зависимости от шероховатости поверхности подъемных труб и критерия Рейнольдца:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \text{ при } \text{Re} = v \cdot d/\nu < 2320 \quad (3)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}}} \text{ при } \text{Re} > 2320 \quad (4)$$

где ν — кинематическая вязкость жидкости, м²/с.

Забойное давление определяется из основного уравнения притока жидкости к забою скважины:

$$P_{\text{заб}} = P_k - \sqrt[n]{Q/K} \quad (5)$$

где Q — дебит скважины м³/сут; K — коэффициент продуктивности, это отношение дебита скважины к депрессии: м³/(сут·МПа); P_k — контурная или пластовое давление, МПа; n — коэффициент, равный 1, когда прямая индикаторная линия выходит из начала координат, если движение жидкости в пласте подчиняется закону Дарси то скорость движения жидкости в пласте прямо пропорционально перепаду давлений; $n < 1$, когда линия выпуклая относительно оси перепада давления; $n > 1$, когда линия вогнутая относительно оси перепада давления. Подставляя значения (2) и (5) в уравнение (1), определяют давление на устье с учетом $n=1$:

$$P_y = P_{\text{пл}} - Q/K - H \cdot g \cdot \rho - \lambda \cdot L/d \cdot v^2/2 \cdot \rho \quad (6)$$

В этом случае забойное давление определится следующим образом;

$$P_{\text{заб}} = P_k - \frac{Q}{K} \quad (7)$$

Постановка и решение задачи

Известно, что при неправильном выборе режима эксплуатации нефтегазовых скважин происходит обвал пластов, т.е. в пласте возникает критическое напряженное состояние. По этому решение этой задачи имеет очень большое значение для предотвращения аварийных ситуаций [1 ÷ 5].

Рассмотрим напряженное состояние забойной части скважины с учетом фильтрации флюида в пласте. Горные породы принимаем как изотропное тело. Напряженное состояние приствольной части скважины характеризуется следующим уравнением равновесия (задача Ламе):

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + \frac{1}{r}(\sigma_r - \sigma_\varphi) = 0 \quad (8)$$

где σ_r, σ_φ — соответственно радиальное и окружное напряжение.

Известно, что дебит скважин, т.е. приток флюида к забою скважин происходит за счет разности между пластовым и забойным давлением. Внутреннее (забойное) давление скважины примет значение как (5).

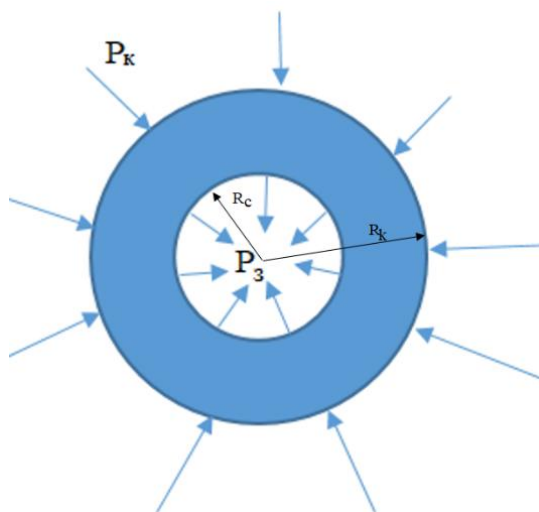


Рисунок. Напряженное состояние при забойной части скважины

В рассматриваемом случае граничные условия имеют вид; при $r = R_c$; $\sigma_r = P_3$; при $r = R_k$; $\sigma_r = -P_k$. Тогда общее решение уравнения (8) примет вид:

$$\begin{cases} \sigma_r = \frac{-R_c^2 P_3 - R_k^2 P_k}{R_k^2 - R_c^2} + \frac{R_k^2 R_c^2 (P_3 + P_k)}{R_k^2 - R_c^2} \cdot \frac{1}{r^2} \\ \sigma_\varphi = \frac{-R_c^2 P_3 - R_k^2 P_k}{R_k^2 - R_c^2} - \frac{R_k^2 R_c^2 (P_3 + P_k)}{R_k^2 - R_c^2} \cdot \frac{1}{r^2} \end{cases} \quad (9)$$

R_c — радиус скважины, R_k — радиус контура пласта.

Учитывая, что максимальное напряжение возникает во внутренней стенке скважины, т.е.

$$\text{при } r = R_c \quad \sigma_r = P_3; \quad \sigma_\varphi = -P_3 - \frac{2R_k^2}{R_k^2 - R_c^2} P_k. \quad (10)$$

Условие разрушения для изотропных пород имеет вид;

$$\sigma_r^2 + \sigma_\varphi^2 = 2\sigma_T^2 \quad (11)$$

где σ_T – предел прочности породы.

Если (10) учесть в (11), получим следующее выражение;

$$P_3^2 + m^2 P_k P_3 + 0,5m^4 P_k^2 - \sigma_T^2 = 0 \quad (12)$$

$$\text{где } m^2 = \frac{2R_k^2}{R_k^2 - R_c^2}.$$

Учитывая, что радиус контура пласта R_k по сравнению радиуса скважины R_c слишком велико, поэтому $m^2 = \frac{2R_k^2}{R_k^2 - R_c^2}$ примет значение $m^2 \approx 2$.

Решение уравнения (12) относительно P_3 определяет критическое значение забойного давления:

$$P_{3к} = -P_k \pm \sqrt{\sigma_T^2 - P_k^2} \quad (13)$$

Для действительных решений уравнение (12) должно удовлетворять следующее условие:

$$\sigma_T^2 - P_k^2 \geq 0 \quad (14)$$

Условия (14) для любого породы удовлетворяется.

Из (13) определим критического значение забойного давления:

$$P_{3к} = \left| -P_k + \sqrt{\sigma_T^2 - P_k^2} \right|$$

Если принять, что движение жидкости в пласте подчиняется закону Дарси то скорость движения жидкости в пласте прямо пропорционально перепаду давлений, т.е. $n=1$, тогда для критического значения дебита скважины $Q_{кр}$ с учетом однородности пород получим следующее выражение;

$$Q_{кр} = P_k K \left(2 - \sqrt{\left(\frac{\sigma_T}{P_k}\right)^2 - 1} \right)$$

Выводы:

1. Предложено методика расчета напряженного состояния при ствольной части скважины и определено критическое значение забойного давления.
2. На основе данного метода определено критическое значение дебита скважины, при котором может произойти обвал пласта.

Список литературы:

1. Басарыгин Ю. В., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Технология капитального ремонта нефтяных и газовых скважин. Краснодар, 2002. 584 с.
2. Кэрролл Д. Гидраты природного газа. М.: Премиум Инжиниринг, 2007. 289 с.
3. Тагиров К. М., Гноевых А. Н., Лобкин А. Н. Вскрытие продуктивных нефтегазоносных пластов с аномальными давлениями. М.: Недра, 1996. 183 с.
4. Мамедов А. А. Предотвращение нарушений обсадных колонн. М.: Недра, 1990. 240 с.

5. Гасанов А. П. Восстановление аварийных скважин. М.: Недра, 1993. 128 с.

6. Оруджев Ю. А., Гулгази А. С., Ширали И. Я. Устойчивость стенок нефтегазовых скважин при бурении. Lambert Academic Publishing, 2012. 97 с.

References:

1. Basarygin, Yu. V., Bulatov, A. I., & Proselkov, Yu. M. (2002). Tekhnologiya kapital'nogo remonta neftyanykh i gazovykh skvazhin. Krasnodar. (In Russian).

2. Kerroll, D. (2007). Gidraty prirodnogo gaza. Moscow. (In Russian).

3. Tagirov, K. M., Gnoevykh, A. N., & Lobkin, A. N. (1996). Vskrytie produktivnykh neftegazonosnykh plastov s anomal'nymi davleniyami. Moscow. (In Russian).

4. Mamedov, A. A. (1990). Predotvrashchenie narushenii obsadnykh kolonn. Moscow. (In Russian).

5. Gasanov, A. P. (1993). Vosstanovlenie avariinykh skvazhin. Moscow. (In Russian).

6. Orudzhev, Yu. A., Gulgazli, A. S., & Shirali, I. Ya. (2012). Ustoichivost' stенок neftegazovykh skvazhin pri bureнии. Lambert Academic Publishing. (In Russian).

*Работа поступила
в редакцию 03.12.2024 г.*

*Принята к публикации
12.12.2024 г.*

Ссылка для цитирования:

Оруджев Ю., Абышова Р. Определение критического значения дебита скважины при фонтанный эксплуатации // Бюллетень науки и практики. 2025. Т. 11. №1. С. 67-72. <https://doi.org/10.33619/2414-2948/110/10>

Cite as (APA):

Orujov, Yu., & Abishova, R. (2025). Determination of the Critical Value of the Well flow Rate during Fountain Operation. *Bulletin of Science and Practice*, 11(1), 67-72. (In Russian). <https://doi.org/10.33619/2414-2948/110/10>