

УДК 622.279: 665.612.2

Исследование динамики накопления газа в затрубном пространстве добывающих скважин

К.Р.УРАЗАКОВ, В.В.БЕЛОЗЕРОВ, Б.М.ЛАТЫПОВ ✉

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия

Как цитировать эту статью: Уразаков К.Р. Исследование динамики накопления газа в затрубном пространстве добывающих скважин / К.Р.Уразаков, В.В.Белозеров, Б.М.Латыпов // *Записки Горного института*. 2021. Т. 250. С. 606-614. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.14

Аннотация. Накопление попутного нефтяного газа в затрубном пространстве является одним из негативных факторов, препятствующих интенсификации механизированной добычи нефти. Повышение давления затрубного газа обуславливает рост забойного давления, снижение противодавления на пласт и притока пластового флюида. Кроме того, накопление газа в затрубном пространстве приводит к оттеснению и снижению уровня жидкости над погружным насосом. Недостаточный уровень погружения насоса (штангового или электроцентробежного) вызывает ряд осложнений в работе установок механизированной добычи, связанных с перегревом узлов насосного оборудования, поэтому разработка технологий оптимизации давления газа в затрубном пространстве является актуальной. Разработан метод расчета интенсивности роста давления газа в затрубном пространстве добывающих скважин, эксплуатируемых погружными насосами. Получена аналитическая зависимость для расчета временного интервала накопления газа в затрубном пространстве, в течение которого динамический уровень снижается до приема насоса. Эта величина может использоваться для оценки периодичности отбора газа из затрубного пространства с помощью компрессоров. Установлено, что скорость роста давления затрубного газа во времени нелинейно возрастает по мере увеличения газового фактора и снижения обводненности, а также линейно возрастает с увеличением дебита жидкости. Проанализировано влияние эксплуатационного (газового фактора) и технологического (величины поддерживаемого давления газа в затрубном пространстве) факторов на подачу подвешенного поршневого компрессора с приводом от станка-качалки, предназначенного для принудительной откачки и перепуска затрубного газа в выкидную линию скважины.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ; затрубное пространство; динамический уровень; газовый фактор; обводненность; давление газа; поршневой компрессор

Введение. Определяющими тенденциями современной нефтегазовой отрасли являются снижение дебитов добывающих скважин и увеличение доли осложненного фонда. Одним из факторов, препятствующим достижению максимального потенциала скважин по дебиту, является влияние попутного нефтяного газа. Отсепарировавшийся на приеме погружного насоса газ накапливается в затрубном пространстве, обуславливая постепенное повышение давления в нем [6]. Рост давления затрубного газа приводит к соответствующему повышению забойного давления и снижению противодавления на продуктивный пласт. Негативное влияние накопления газа в затрубном пространстве связано также с оттеснением и снижением динамического уровня жидкости вплоть до глубины подвески насоса. Недостаточный уровень жидкости над насосом обуславливает возникновение осложнений в работе насосных установок: увеличение силы трения в плунжерной паре, заедание и тепловое заклинивание плунжера штанговых установок; перегрев и плавление силового кабеля электроцентробежных установок [1, 9, 24]. Кроме того, недостаточный уровень жидкости над насосом может привести к снижению КПД насосных установок [5]. Высокие значения затрубного давления газа как составляющей забойного давления требует более точных методик пересчета устьевых параметров при снятии КВУ (кривой восстановления уровня) [6]. В целом, проблема роста давления на приеме насосных установок актуальна как для месторождений Волго-Уральского региона [3], так и Западной Сибири [11], поэтому ряд исследований направлен на изучение свойств газа и газожидкостной смеси в затрубном пространстве [10]. Для месторождений Западной Сибири проводились натурные замеры расхода попутного газа, проведен хроматографический и физико-химический анализ, определены свойства попутного газа [16]. В работе [11] анализировалось изменение газового фактора во времени.

Таким образом, исследование динамики накопления газа и разработка технологий оптимизации давления газа в затрубном пространстве скважин является одной из актуальных и ключевых задач рентабельной разработки. Для ее решения применяются различные технологии, включающие: перепуск газа из затрубного пространства в выкидную линию (насосные трубы) при помощи

обратного клапана [14], эжектора [4], струйного насоса [13]; принудительную откачку затрубного газа насосным агрегатом или компрессором с последующим сбором в накопительные емкости или перепуском в коллектор [12]. Для обеспечения эффективности различных технологий компрессирования, расчета оптимальных параметров откачки затрубного газа необходима разработка обоснованных методов прогноза динамики накопления газа в затрубном пространстве с учетом индивидуальных условий эксплуатации скважины и реологических параметров откачиваемой продукции. Важной задачей является оценка периодичности отбора газа. Решение поставленных задач базируется на математическом моделировании процесса накопления газа в затрубном пространстве. Этим вопросам посвящено множество работ. При этом различные модели используются для описания скважин без каких-либо осложняющих факторов и скважин со сложными геологическими условиями, такими как большая глубина скважины и высокая пластовая температура. Так, в работе [7] показаны расчеты коэффициента сверхсжимаемости основных компонент природного газа методом молекулярной динамики. В статье [18] анализируется затрубное давление на ранней стадии эксплуатации в скважинах с высокими температурой и пластовым давлением. В исследовании [34] анализируется АРВ (Annular Pressure Build Up – повышение давления в затрубном пространстве) – модель роста затрубного давления в скважине. В работе [22] описываются переходные процессы в затрубном пространстве глубоких шельфовых скважин. Для решения задач описания процессов роста затрубного давления помимо физических моделей используются модели машинного обучения [26], моделирование в программных продуктах, например в HYSYS [8] и экспериментальные исследования [2]. В работах [8] и [2] показана связь между содержанием газа в воде и ростом фактического газового фактора. В работе [21] предлагается термодинамическая модель, основанная на модификации Матигасом уравнения состояния Соаве – Редлиха – Квонга, которая использовалась для описания растворения двухкомпонентных систем углеводородов в воде. В статье [33] показано влияние нагрева ствола скважины на рост затрубного давления. Влияние различных факторов на процесс выделения газа в затрубном пространстве привело к необходимости разработки методик прогнозирования значений затрубного давления газа [17].

Множество работ посвящено техническим устройствам, позволяющим повысить эффективность работы насосных установок при высоком газосодержании. Представлены результаты исследования эффективности струйных устройств для откачки газа из затрубного пространства скважины [9]. Проведенный анализ [28] показал эффект от использования устройств для откачки газа из затрубного пространства. Исследования газосепараторов для штанговых насосных установок представили область их эффективного применения [20]. В работе [25] освещено влияние газа на работу электроцентробежных насосных установок. В обзоре [15] показаны инструменты для снижения влияния газа на работу штанговых скважинных насосов и их эффективность в различных условиях эксплуатации. В работе [32] приведены результаты разработки технологии оптимизации режима работы штанговых насосов при откачке нефти с высоким содержанием газа. В работе [24] приведены результаты разработки конструкции мультифазного штангового насоса. В исследовании [23] представлены результаты испытания штангового насоса с электромагнитными клапанами для эксплуатации в скважинах с высоким газовым фактором. Отмечается [35], что наличие газа существенно влияет на работу объемных насосов, поэтому для повышения эффективности их работы необходимо использовать различные инструменты. В работе [19] показан существенный эффект от внедрения технических и технологических решений по снижению давления газа в затрубном пространстве. В работе [27] представлен обзор методов снижения давления в затрубном пространстве. Одним из перспективных направлений по снижению затрубного газа является использование компрессоров для откачки газа с приводом от станка-качалки [29-31].

Исследования. Для оценки динамики роста давления затрубного газа и снижения уровня жидкости в скважине во времени, оценки периода накопления газа разработана математическая модель, учитывающая условия эксплуатации: газовый фактор, обводненность откачиваемой продукции, дебит скважины по жидкости и другие параметры.

Математическая модель. Газ в затрубном пространстве описывается уравнением состояния для реального газа. В момент времени t выполняется равенство [13]

$$P_z V_z = z \frac{m}{\mu} RT,$$



где P_z , V_z – давление (Па) и объем (м^3) газа в затрубном пространстве соответственно; m – масса газа, кг; μ – молярная масса газа, кг/моль; R – универсальная газовая постоянная, Дж·К⁻¹·моль⁻¹; z – коэффициент сверхсжимаемости газа; T – температура газа, К.

Тогда в момент $t + dt$ можно записать следующим образом:

$$(P_z + dP_z)(V_z + dV_z) = z \frac{m + dm}{\mu} RT.$$

Раскрывая это выражение, получим уравнение для дифференциалов P_z , V_z , m :

$$P_z dV_z + V_z dP_z = z \frac{dm}{\mu} RT. \quad (1)$$

Примем, что при изменении затрубного давления и динамического уровня давление на приеме, обеспечивающее максимальное объемное содержание газа (равное 25 %), остается постоянным [8]

$$P_{in} = P_z + \rho_o g (H_p - H_d) = \text{const}, \quad (2)$$

где ρ_o – плотность жидкости в затрубном пространстве, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; H_p , H_d – глубина спуска насоса и динамический уровень жидкости соответственно, м.

Максимальное объемное содержание газа можно рассчитать решением нелинейного уравнения,

$$\alpha_{in} = \frac{Q_l(1-B)(GF - R s_{in})B_{g.in}(1-\sigma)}{Q_l(1-B)(GF - R s_{in})B_{g.in}(1-\sigma) + Q_l},$$

где Q_l – дебит жидкости, м³/сут; B – обводненность продукции, д. ед.; GF – газовый фактор пластовой нефти, м³/м³; $R s$ – растворимость газа в нефти, м³/м³; B_g – объемный коэффициент газа; σ – коэффициент сепарации газа в затрубном пространстве; индекс in соответствует условиям по давлению и температуре на приеме насоса.

Взяв дифференциал выражения (2), выразим изменение объема газа в затрубном пространстве как функцию изменения давления

$$dV_z = \frac{S_z}{\rho_o g} dP_z, \quad (3)$$

где S_z – площадь кольцевого затрубного пространства, м².

Количество газа, в единицу времени поступающее в затрубное пространство, определяется по формуле [8]:

$$dm = Q_l(1-B)(GF - R s_{in})B_{g.in} \sigma \rho_{in}, \quad (4)$$

где ρ_{in} – плотность газа, кг/м³.

Подставляя формулы (3) и (4) в выражение (1), получим:

$$dP_z \left(\frac{P_z S_z}{\rho_o g} + V_z \right) = z R T \mu^{-1} Q_l (1-B)(GF - R s_{in}) B_{g.in} \sigma \rho_{in} dt. \quad (5)$$

Из уравнения (5) вытекает выражение для расчета производной давления газа в затрубном пространстве по времени:

$$\frac{dP_z(t)}{dt} = \frac{z R T \mu^{-1} Q_l (1-B)(GF - R s_{in}) B_{g.in} \sigma \rho_{in}}{\frac{P_z(t) S_z}{\rho_o g} + V_z(t)}.$$

Выражая из уравнения (2) объем затрубного газа

$$V_z(t) = H_p S_z - S_z \frac{P_{in} - P_z(t)}{\rho_o g}$$

и подставив его в формулу (5), получим:

$$\left(2 \frac{P_z S_z}{\rho_o g} + H_p S_z - \frac{P_{in} S_z}{\rho_o g}\right) dP_z = zRT\mu^{-1} Q_l (1-B)(GF - Rs_{in}) B_{g,in} \sigma \rho_{in} dt. \quad (6)$$

Период накопления затрубного газа оценим, полагая, что нижняя граница динамического уровня соответствует приему насоса с некоторым минимальным запасом ΔH_{min} . Тогда предельное затрубное давление газа $P_{z \max}$, соответствующее данному положению динамического уровня, составляет

$$P_{z \max} = P_{in} - \rho_o g \Delta H_{min}. \quad (7)$$

Интегрируя левую и правую части выражения (6), от начального давления P_{z0} до конечного предельного затрубного давления газа $P_{z \max}$, получим аналитическое выражения для оценки периода накопления затрубного газа

$$t = \frac{\left(\frac{P_{z \max}^2 - P_{z0}^2}{\rho_o g} + \left(H_p - \frac{P_{in}}{\rho_o g}\right)(P_{z \max} - P_{z0})\right) S_z}{zRT\mu^{-1} Q_l (1-B)(GF - Rs_{in}) B_{g,in} \sigma \rho_{in}}. \quad (8)$$

В формуле (8) коэффициент сепарации вычисляется по известной зависимости [5]:

$$\sigma = \frac{(D_{ок}^2 - D_t^2) / D_t^2}{1 + 36,5 \frac{Q_l}{0,785 D_t^2}},$$

где $D_{ок}$, D_t – внутренний диаметр обсадной колонны и внешний диаметр НКТ соответственно, мм.

Для расчета физических свойств нефти и газа используются известные эмпирические корреляции [28], в частности, растворимость газа в нефти рассчитывается согласно формуле:

$$Rs = 0,145 \rho_{g0} \left(\left(\frac{p}{1,254 \cdot 10^5} + 1,4 \right) 10^{-1,1997 - 0,001638T + 1768,75/\rho_{o0}} \right)^{1,2048}; \quad p \leq p_b,$$

где ρ_{o0} , ρ_{g0} – плотности нефти и газа в нормальных условиях соответственно, кг/м³.

Результаты. Построим зависимости динамики давления газа в затрубном пространстве и периода накопления газа T от газового фактора, обводненности, дебита по жидкости для типичных условий эксплуатации (на примере модельной скважины). Параметры скважины и откачиваемой продукции: внешний диаметр НКТ 62 мм; внутренний диаметр обсадной колонны 130 мм; плотность нефти в нормальных условиях 800 кг/м³; плотность газа в нормальных условиях 1,3 кг/м³; молярная масса газа 0,029 кг/моль; глубина спуска насоса 1000 м; давление на приеме 2,5 МПа; дебит жидкости 5, 10, 20 м³/сут; минимальный запас уровня жидкости над насосом 20 м; газовый фактор пластовой нефти 20-200 м³/м³; обводненность продукции 0-90 %.

Интенсивность роста давления затрубного газа во времени имеет существенную зависимость от обводненности B и газового фактора Γ (рис.1-3). Графики построены с учетом достижения максимального затрубного давления газа, равного 2,4 МПа, при котором погружение насоса под динамический уровень не превышает 20 м, т.е. динамический уровень приближается к приему насоса. Видно (рис.1), что интенсивность роста давления газа нелинейно возрастает с увеличением газового фактора. Так, при газовом факторе 75 м³/м³ период достижения максимального затрубного давления газа (эквивалентный периоду снижения динамического уровня до приема насоса) составляет порядка 11 ч, при увеличении газового фактора в два раза, до 150 м³/м³, период достижения максимального затрубного давления газа снижается более чем в 2,5 раза, до 4 ч.

Интенсивность роста затрубного давления газа снижается по мере увеличения обводненности (рис.2, 3). При увеличении обводненности с 10 до 80 % период накопления затрубного газа возрастает с 5 до 24 ч, т.е. более чем в четыре раза. Из графиков на рис.1, 2 видно также, что давление газа во времени возрастает нелинейно – интенсивность роста давления газа снижается с увеличением

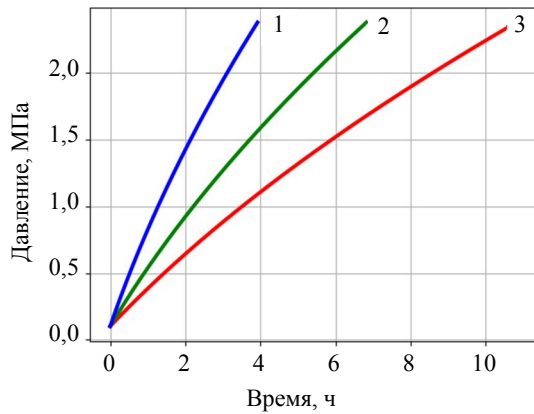


Рис.1. Интенсивность роста затрубного давления газа при различном газовом факторе (обводненность 30 %, дебит по жидкости 20 м³/сут)
1 – 150; 2 – 100; 3 – 75 м³/м³

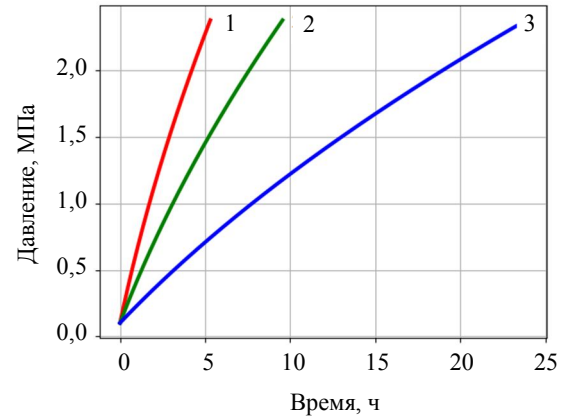


Рис.2. Интенсивность роста затрубного давления газа при различной обводненности (газовый фактор 100 м³/м³, дебит по жидкости 20 м³/сут)
1 – 10; 2 – 50; 3 – 80 %

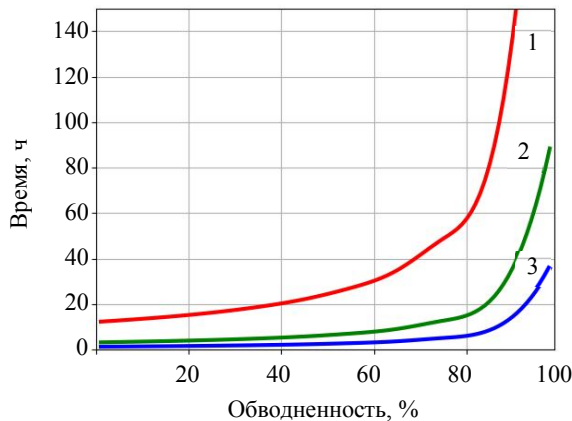


Рис.3. Зависимость периода накопления затрубного газа от обводненности для различных газовых факторов (дебит жидкости 20 м³/сут)
1 – 50; 2 – 100; 3 – 200 м³/м³

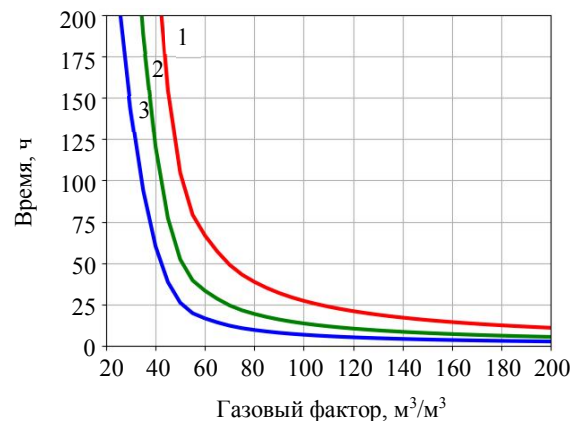


Рис.4. Зависимость периода накопления от газового фактора, при дебитах жидкости (обводненность 30 %)
1 – 5; 2 – 10; 3 – 20 м³/сут

времени. Анализ формулы (7) показывает, что зависимость давления газа в затрубном пространстве является степенной функцией вида от времени, пропорциональной \sqrt{t} .

На графике (рис.3) представлены результаты расчета периода накопления затрубного газа при различной величине обводненности продукции и газового фактора. Видно, что при равной обводненности продукции продолжительность периода накопления затрубного газа значительно снижается по мере увеличения газового фактора. При газовом факторе 50 м³/м³ значение T увеличивается на 12-150 ч при росте обводненности до 90 %, что обусловлено низкой растворимостью газа в водной фазе (рис.3). При увеличении газового фактора до 200 м³/м³ период T существенно снижается и в интервале обводненности 0-90 % варьируется в диапазоне 1-36 ч.

Интенсивность роста давления затрубного газа возрастает с увеличением дебита добываемой продукции с зависимостью, близкой к линейной (рис.4).

При росте дебита в четыре раза с 5 до 20 м³/сут и газовом факторе 50 м³/м³ период роста давления в затрубном пространстве снижается со 100 до 25 ч. Аналогично для газового фактора 100 м³/м³ период роста затрубного давления снижается с 28 до 7 ч.

Таким образом, период роста давления газа в затрубном пространстве нелинейно снижается по мере увеличения газового фактора и снижения обводненности, в частности, из рис.3 видно, что при газовом факторе более 100 м³/м³ и обводненности до 80 % продолжительность накопления затрубного газа составляет меньше суток и может достигать нескольких часов. В этом случае

при использовании компрессоров целесообразной является реализация режима постоянной откачки затрубного газа. При эксплуатации скважин штанговыми насосными установками одним из перспективных вариантов является использование подвесного поршневого компрессора, встроенного в кинематику станка-качалки (рис.5). Подвесной компрессор осуществляет откачку и перепуск газа из затрубного пространства в выкидную линию скважины, причем число двойных ходов в минуту поршня компрессора совпадает с числом качаний станка-качалки. Параметры откачки затрубного газа поршневым компрессором рассчитываются из условия баланса объема газа, отсепарировавшегося на приеме насоса и поступающего в затрубное пространство, и подачи компрессора (с учетом объемного коэффициента газа):

$$Q_k = 1440 F_p S n K_n = Q_l (1 - B) (GF - R s_{in}) B_{gz} \sigma,$$

где Q_k – подача компрессора, м³/сут; F_p – площадь поперечного сечения плунжера компрессора, м²; S – длина хода плунжера компрессора, м; n – число двойных ходов, мин⁻¹; K_n – коэффициент подачи; B_{gz} – объемный коэффициент расширения газа в условиях затрубного пространства.

Расчетные графики (рис.6) показывают влияние газового фактора на диаметр поршня компрессора, необходимый для поддержания заданного затрубного давления. В расчетах принято: длина хода поршня компрессора $S = 1$ м, число двойных ходов в минуту $n = 6$, коэффициент подачи компрессора $K_n = 0,5$.

С увеличением газового фактора требуемая подача компрессора возрастает, увеличивается также диаметр поршня, требуемый для поддержания необходимой подачи. Например, для затрубного давления газа 1 МПа при росте газового фактора от 50 до 200 м³/м³ диаметр поршня увеличивается от 47 до 144 мм (требуемая подача компрессора возрастает с 7 до 70 м³/сут). При снижении величины поддерживаемого давления затрубного газа с 1 до 0,2 МПа диаметр поршня возрастает от 90 до 205 мм, требуемая подача компрессора увеличивается, соответственно, с 30 до 142 м³/сут (при газовом факторе 100 м³/м³), поскольку по мере снижения давления газ расширяется, и его плотность снижается, в результате массовый расход газа через компрессор уменьшается. В этой связи для повышения эффективности откачки газа компрессором рациональным является поддержание максимально допустимого затрубного давления газа, при котором обеспечивается необходимое погружение насоса под динамический уровень: $P_{z,opt} = P_{in} - \rho_0 g \Delta H_{opt}$; $P_{z,opt}$ – оптимальное давление затрубного газа, МПа; ΔH_{opt} – оптимальное погружение насоса под динамический уровень, м (принимается равным 200 м). В расчетном примере при давлении газа в затрубном пространстве 0,2, 0,5 и 1 МПа динамический уровень составил 700, 740 и 800 м соответственно, погружение насоса под уровень – 300, 260 и 200 м, таким образом затрубное давление газа 1 МПа является оптимальным, обеспечивающим минимальную подачу компрессора и диаметр его поршня.

Анализ области применения подвесных компрессоров с приводом от станка-качалки. Анализ технологического режима фонда скважин, оборудованных установкой скважинного штангового насоса (УСШН), на месторождениях Урало-Поволжья показал, что более 15 % скважин имеют затрубное давление более

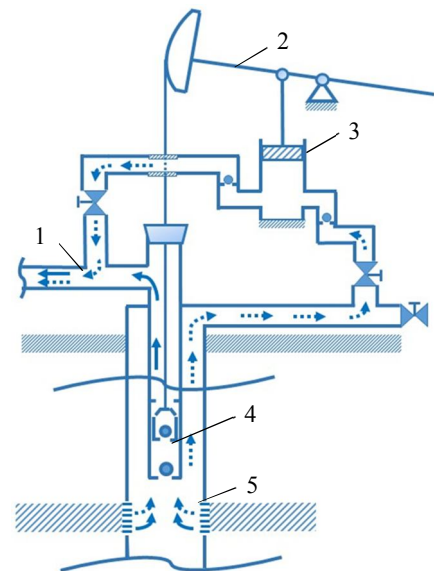


Рис.5. Штанговая установка с поршневым подвесным компрессором (стрелками схематично показано направление движения потока)

1 – коллектор; 2 – станок-качалка; 3 – поршень подвесного компрессора; 4 – штанговый насос; 5 – призабойная зона пласта

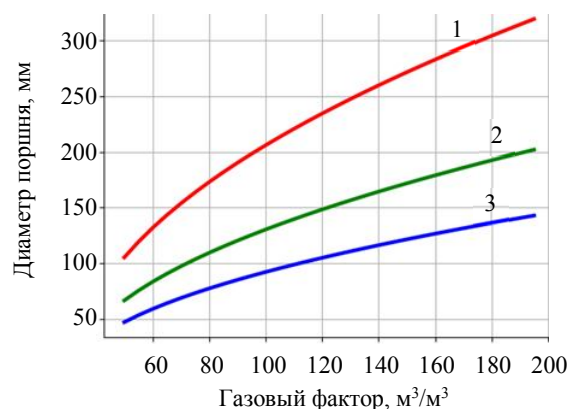


Рис.6. Влияние газового фактора на диаметр поршня компрессора при различном затрубном давлении газа (обводненность 70 %)

1 – 0,2; 2 – 0,5; 3 – 1 МПа

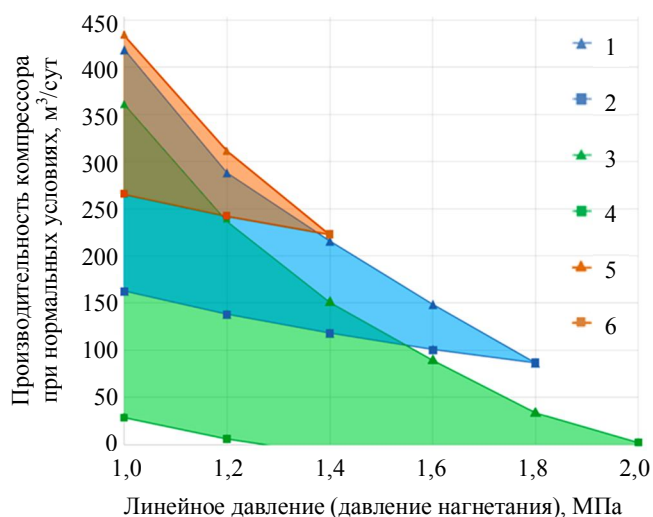


Рис. 7. Расчетная производительность компрессора различного диаметра при максимальной и минимальной длине хода поршня

Диаметр максимальной длины хода поршня: 1 – 125; 3 – 95; 5 – 144 мм.
Диаметр минимальной длины хода поршня: 2 – 125; 4 – 95; 6 – 144 мм

по нефти 8 т/сут, коэффициент сепарации газа у штангового насоса 0,5). При этом для более 95 % случаев максимальное линейное давление составляет 3 МПа. Таким образом, при формировании номенклатурного ряда компрессор с максимальной производительностью должен обеспечивать производительность 1400 м³/сут (при нормальных условиях) и рабочее давление до 3 МПа.

Для нахождения минимально необходимой производительности компрессора была проведена аналогичная серия расчетов, показавшая, что компрессор минимальной производительности должен обеспечивать 20 м³/сут.

Конструктивные особенности рассматриваемого компрессора позволяют менять производительность только за счет диаметра поршня, количества цилиндров (главный параметр), или за счет изменения длины хода (вспомогательный параметр). При этом величина диаметра поршня ограничена возможностями обеспечения осевой нагрузки. Так, при линейном давлении (давлении нагнетания компрессора в выкидную линию), равном 2 МПа, при диаметре поршня 100 мм осевая нагрузка должна составлять более 1,5 т (15700 Н).

Для определения диапазонов регулирования компрессоров различных диаметров поставлено ограничение по нагрузке 500 кг, приведенной к точке подвеса штанг. Расчетами установлено, что при использовании цилиндра штангового насоса диаметром 95 мм в качестве цилиндра компрессора покрывается максимальная область регулирования, выделенная зеленым цветом на рис. 7. При давлениях нагнетания до 2 МПа обеспечивается возможность установления минимальных значений подачи компрессора. При увеличении диаметра поршня до 125 мм (область голубого цвета на рис. 7) увеличивается нагрузка, необходимая для работы компрессора при заданном давлении. В связи с этим максимальное давление, обеспечиваемое компрессором, ограничено 1,8 МПа. При этом минимальная производительность компрессора составляет более 100 м³/сут практически при всех значениях давления. Дальнейшее увеличение диаметра поршня компрессора существенно не повышает его производительность (из-за указанных ограничений).

Рекомендуемое значение диаметра цилиндра составляет 95 мм. Это позволяет обеспечить его изготовление из заготовок цилиндров штанговых насосов. При необходимости установки компрессора большей производительности рекомендуется установка многоступенчатых компрессоров, например комплексов, представленных в работе [3]. В целом, область применения рассматриваемой конструкции компрессора для откачки газа для различных условий эксплуатации должна определяться расчетами.

1 МПа и около 2-3 % скважин более 2 МПа. Газовый фактор при этом может достигать до 400 м³/т. В таких условиях эффективность работы УСШН значительно снижается, а в ряде случаев происходит срыв подачи.

Для снижения влияния газа необходимо уменьшение затрубного давления до уровня 0,4-0,6 МПа, поскольку при меньших значениях давления происходит интенсивное вспенивание нефти, что осложняет возможность определения динамического уровня жидкости в скважине и установления оптимального режима эксплуатации.

Согласно проведенным расчетам, для более 95 % всех скважин, осложненных высоким газовым фактором (ГФ), максимальное поступление газа в затрубное пространство составляет 1400 м³/сут (исходные данные для расчета: давление в затрубном пространстве 0,5 МПа, ГФ 200 м³/т, дебит

Выводы

1. Высокое давление затрубного газа оказывает негативное влияние на эффективность механизированной добычи нефти из-за увеличения риска снижения динамического уровня вплоть до приема насоса, что снижает работоспособность скважинных насосов и подачу.

2. Разработаны метод и алгоритм расчета интенсивности роста давления газа в затрубном пространстве в зависимости от эксплуатационных параметров и реологических свойств откачиваемого флюида. Получена аналитическая зависимость для расчета периода накопления газа в затрубном пространстве, в течение которого динамический уровень снижается до приема насоса. Выполнены модельные расчеты, показывающие взаимосвязь газового фактора, дебита скважины, обводненности и продолжительности периода роста давления.

3. Установлено, что интенсивность роста давления затрубного газа во времени нелинейно возрастает по мере увеличения газового фактора и снижения обводненности, а также линейно возрастает с увеличением дебита жидкости. Продолжительность периода накопления газа варьируется в диапазоне от нескольких часов до нескольких сотен часов в зависимости от значений газового фактора, обводненности и дебита жидкости.

4. Проанализировано влияние эксплуатационного (газового фактора) и технологического (величины поддерживаемого давления газа в затрубном пространстве) параметров на подачу подвесного поршневого компрессора с приводом от станка-качалки, предназначенного для принудительной откачки и перепуска затрубного газа в выкидную линию скважины. Установлено, что с увеличением газового фактора требуемая подача компрессора возрастает, увеличивается также диаметр поршня, необходимый для поддержания заданной подачи.

5. Установлено, что при снижении величины поддерживаемого давления затрубного газа требуемая подача компрессора увеличивается, вследствие расширения газа массовый расход газа, откачиваемого компрессором, уменьшается.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М.К.Баймухаметов, Д.С.Гулишов, В.Г.Михайлов и др. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 8. С. 104-111.
2. *Гультияева Н.А.* Массообмен в системе нефть – газ – вода и его влияние на добычу нефтяного газа / Н.А.Гультияева, Э.Н.Тошев // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 100-103.
3. *Имашев Р.Н.* Об изменении газового фактора в процессе разработки Арланского месторождения / Р.Н.Имашев, В.Н.Федоров, А.М.Зарипов // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 122-125.
4. Исследование и оптимизация отбора газа из затрубного пространства нефтяных скважин / А.В.Севастьянов, Ш.Г.Мингулов, Ю.В.Нигаи и др. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2 (104). С. 42-48. DOI: 10.17122/ntj-oil-2016-2-42-48
5. Коэффициент полезного действия электроцентробежных насосов при откачке газожидкостных смесей из скважин / А.В.Лекомцев, В.А.Мордвинов, В.В.Поплыгин, И.Н.Пономарева // Нефтяное хозяйство. 2012. № 10. С. 132-133.
6. *Лекомцев А.В.* Сравнительный анализ методик определения забойного давления при проведении гидродинамических исследований скважин / А.В.Лекомцев, Д.А.Мартюшев // Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С. 37-39.
7. *Мальшев В.Л.* Расчет коэффициента сверхсжимаемости основных компонент природного газа методом молекулярной динамики / В.Л.Мальшев, Е.Ф.Моисеева, Ю.В.Калиновский // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 11. С. 121-129. DOI: 10.18799/24131830/2019/11/2356
8. *Михайлов В.Г.* Прогнозирование газового фактора с учетом растворенного в воде газа на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / В.Г.Михайлов, А.И.Пономарев, А.С.Топольников // SOCAR Proceedings. 2017. Вып. 3. С. 41-48. DOI: 10.5510/OGP2017030032
9. *Молчанова В.А.* Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства / В.А.Молчанова, А.С.Топольников // Нефтепромысловое дело. 2007. № 10. С. 34-40.
10. *Мордвинов В.А.* Определение давления у приема электроцентробежных насосов при откачке низкпенной газированной нефти / В.А.Мордвинов, А.В.Лекомцев, Д.А.Мартюшев // Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С. 61-63.
11. О тенденциях изменения газового фактора в процессе эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь» / К.Е.Кордик, В.В.Шкандратов, А.Е.Бортников, С.А.Леонтьев // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 54-57.
12. Разработка автоматизированного комплекса по отбору газа из скважин / А.А.Исаев, Р.Ш.Тахаутдинов, В.И.Малыхин, А.А.Шарифуллин // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 12 (205). С. 65-72.
13. *Уразаков К.Р.* Моделирование характеристик струйного насоса / К.Р.Уразаков, И.А.Мухин, Р.И.Вахитова // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2015. Т. 11. № 4. С. 41-50.

14. Эффективность удаления газа из скважины / А.А.Исаев, Р.Ш.Тахаутдинов, В.И.Малыхин, А.А.Шарифуллин // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 4. Часть 1. С. 359-364. DOI: 10.18599/grs.2018.4.359-364
15. Allison A.P. Solving gas interference issues with sucker rod pumps in the Permian Basin / Allison A.P., C.F.Leal, M.R.Boland // SPE Artificial Lift Conference and Exhibition – Americas, 28-30 August, 2018, The Woodlands, Texas, USA. Society of Petroleum Engineers, 2018. SPE-190936-MS. DOI: 10.2118/190936-MS
16. *Almukhametova E.M.* Determination of the gas factor of oil at Western Siberia fields / E.M.Almukhametova, M.O.Mikhaylov, R.R.Stepanova // International Symposium «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects», 10 March, 2020, Moscow, Russian Federation. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2020. Vol. 579. № 012018. DOI: 10.1088/1755-1315/579/1/012018
17. Analysis on tubing-casing annular gas production / Wang Weizhang, Zuo Xiangzuo, Zhao Hui // Oil Drilling & Production Technology. 2008. Vol. 30. Iss. 3. P. 52-55.
18. Analysis of Tubing-Casing Annular Pressure in Early Production Stage in High Temperature High Pressure Wells / Cheng LI, Zhichuan Guan, Bo Zhang et al. // Offshore Technology Conference Asia, 2 November – 19 August, 2020, Kuala Lumpur, Malaysia. OnePetro. 2020. OTC-30059-MS. DOI: 10.4043/30059-MS
19. An Approach to Apply the Gas in the Annulus to Assist Pumping Oil in High GOR Wells / Yonghui Liu, Yingchuan Li, Xiaoqi Li, Guilin Tang // Production and Operations Symposium, 31 March – 3 April, 2007, Oklahoma City, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2007. SPE-107041-MS. DOI: 10.2118/107041-MS
20. An Efficient Downhole Oil/Water-Separation System with Sucker-Rod Pump / Minzheng Jiang, Tiancai Cheng, Kangxing Dong et al. // SPE Production & Operations. 2020. Vol. 35. Iss. 3. P. 522-536. DOI: 10.2118/201234-PA
21. *Behrouz M.* Solubility of methane, ethane and propane in pure water using new binary interaction parameters / M.Behrouz, M.Aghajani // Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology. 2015. Vol. 4. № 3. P. 51-59.
22. *Ferreira M.V.D.* New Challenges for Predicting Annular Pressure Variation During Transient Operations in the Pre-Salt Wells // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 October, 2020, Virtual. OnePetro. 2020. SPE-201498-MS. DOI: 10.2118/201498-MS
23. *Gala R.D.* Preventing gas locking in sucker rod pumps using an actuated traveling solenoid valve / R.D.Gala, K.Priyamvada // SPE Artificial Lift Conference – Americas, 21-22 May, 2013, Cartagena, Colombia. OnePetro. 2013. SPE-165039-MS. DOI: 10.2118/165039-MS
24. *Haiwen Wang.* Design and Application of Multiphase Sucker-Rod Pumps in Wells with High Gas-Oil Ratios / Haiwen Wang, Sixu Zheng, Daoyong Yang // SPE Artificial Lift Conference – Latin America and Caribbean, 27-28 May, 2015, Salvador, Bahia, Brazil. OnePetro. 2015. SPE-173963-MS. DOI: 10.2118/173963-MS
25. Investigating the Influence of ESP on Wellbore Temperature, Pressure, Annular Pressure Buildup, and Wellbore Integrity / Yongfeng Kang, Zhengchun Liu, Adolfo Gonzales, Robello Samuel // SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, 14-15 September, 2016, Galveston, Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-180299-MS. DOI: 10.2118/180299-MS
26. *Kulkarni S.D.* Evaluating Precision of Fluid/Casing Design for Annular Pressure Build-Up APB Application Using Machine-Learning Tools / S.D.Kulkarni, A.Vyas, H.Gupta // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Calgary, 30 September – 2 October, 2019, Alberta, Canada. OnePetro. 2019. SPE-196179-MS. DOI: 10.2118/196179-MS
27. *Mingulov S.G.* Techniques for optimization of gas extraction from production wells annulus / S.G.Mingulov, I.S.Mingulov // International Conference: Actual Issues of Mechanical Engineering (AIME 2020), 27-29 October, 2020, Saint Petersburg, Russian Federation. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2021. Vol. 1111. № 012037. DOI: 10.1088/1757-899X/1111/1/012037
28. Oil Production Stimulation by Creating a Vacuum in the Annular Space of the Well / A.A.Isaev, R.S.Takhautdinov, V.I.Malykhin, A.A.Sharifullin // SPE Annual Caspian Technical Conference, 16-18 October, 2019, Baku, Azerbaijan. Society of Petroleum Engineers. 2019. SPE-198401-MS. DOI: 10.2118/198401-MS
29. Patent № 8297362 USA. Natural gas supply apparatus and method / L.K.Strider, B.K.Wyatt, D.C.Hayworth Jr. 2012.
30. Patent № 10087924 USA. Gas compressor and system and method for gas compressing / D.Mccarthy. 2018.
31. Patent № 10167857 USA. Gas compressor and system and method for gas compressing / D.Mccarthy. 2019.
32. The optimization approach of casing gas assisted rod pumping system / Guoqing Han, Xiaodong Wu, He Zhang et al. // International Petroleum Technology Conference, 19-22 January, 2014, Doha, Qatar. OnePetro. 2014. IPTC-17331-MS. DOI: 10.2523/IPTC-17331-MS
33. Trapped annular pressure caused by thermal expansion in oil and gas wells: A review of prediction approaches, risk assessment and mitigation strategies / Bo Zhang, Zhichuan Guan, Nu Lu et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 172. P. 70-82. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.041
34. Validation of Transient Annular Pressure Build-Up APB Model Predictions with Field Measurements in an Offshore Well and Characterization of Uncertainty Bounds / R.Pai, A.Gupta, U.B.Sathuvalli et al. // IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition, 3-5 March, 2020, Galveston, Texas, USA. OnePetro. 2020. SPE-199561-MS. DOI: 10.2118/199561-MS
35. *Zhao Hui.* Mechanism of Enhanced Production by Enforcing Gas Evacuation of Multiphase Pump / Zhao Hui, Yang Feng, Wang Hai-wen // Oil Field Equipment. 2013. Iss. 2. P. 4-8.

Авторы: **К.Р.Уразаков**, *д-р техн. наук, профессор, urazakk@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-2345-6789>* (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия), **В.В.Белозеров**, *аспирант, felix8047@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-2345-6789>* (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия), **Б.М.Латыпов**, *канд. техн. наук, доцент, bulatti@hotmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-3559-1811>* (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 26.04.2021.

Статья принята к публикации 27.07.2021.