Записки Санкт-Петербургского горного института.
Т. 136. СПб, 1993

УДК 622.143:615.327

Ю.М.ПАРИЙСКИЙ
(Санкт-Петербургский горный ин-т)

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Комплекс работ по вызову притока жидкости из продуктивной зоны (освоение скважины) является заключительной операцией в технологическом цикле сооружения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые, качество исполнения которой во многом определяет возможность получения промышленного притока жидкости и эффективность буровых работ. В практике освоения нефтяных и газовых скважин традиционная технология предусматривает спуск колонны насосно-компрессорных труб в эксплуатационную колонну, установку на устье скважины фонтанной арматуры со штуцерами на боковых отводах, с помощью которых поступающая из скважины жидкость направляется на газоотделительную установку, а затем в замерные емкости. Необходимым условием вызова притока является понижение гидростатического давления столба жидкости в скважине $p_{гс}$ относительно пластового давления $p_{пл}$ (создание депрессии на пласт), величина которой Δp_0 должна быть достаточной для преодоления фильтрационных и гидравлических сопротивлений при движении жидкости в пласте и призабойной зоне скважины, а также в эксплуатационной колонне обсадных труб, т.е.

$$\Delta p_0 = p_{пл} - p_{гс} = \Delta p_{ф} + \Delta p_{тр} + p_{у}, \qquad (1)$$

где $\Delta p_{ф}$ – депрессия в работающей скважине (перепад давления в пласте и призабойной зоне скважины); $\Delta p_{тр}$ – потери на гидравлическое трение в обсадной колонне; $p_{у}$ – избыточное давление на штуцере.

Учитывая известные из подземной гидродинамики и гидравлики зависимости, связь между величиной Δp_0 и ожидаемым дебитом скважины Q можно представить соотношением

$$\Delta p_0 = Q\Phi + \alpha_{г}\rho H Q^2 + p_{у}, \qquad (2)$$

где Φ – фильтрационное сопротивление пласта и призабойной скважины, Па·с/м^3; $\alpha_{г}$ – коэффициент, характеризующий гидравлические сопротивления в обсадной колонне, 1/м^5; ρ – плотность жидкости, кг/м^3; H – глубина залегания продуктивного пласта, м.

Величина Φ рассчитывается по формулам подземной гидродинамики с учетом режима движения жидкости, проводимости пласта и дополнительных сопротивлений в призабойной зоне скважины. Коэффициент $\alpha_{г}$ с учетом известного закона Дарси – Вейсбаха определяется выражением

$$\alpha_г = \frac{\lambda}{2(D_0 - d)F_к^2}, \qquad (3)$$

где D_0 – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d – наружный диаметр колонны НКТ, м; $F_к$ – площадь поперечного сечения кольцевого канала, м^2; λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, зависящий от режима движения жидкости.

Из соотношения (2) видно, что величина ожидаемого дебита является нелинейной функцией депрессии на пласт и существенно зависит от конструктивных параметров скважины:

$$Q = \frac{\sqrt{\Phi^2 + 4\alpha_г \rho H(\Delta p_0 - p_у)} - \Phi}{2\alpha_г \rho H}. \qquad (4)$$

Приведенные зависимости определяют основные способы освоения скважин, которые сводятся к снижению плотности заполняющей скважину жидкости и фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта. Снижение плотности жидкости достигается путем замены бурового раствора водой или нефтью, нагнетанием воздуха в колонну НКТ или межтрубное пространство, аэрированием жидкости в скважине, а также промывкой скважины пенами. Если пласт имеет низкую проницаемость или сильно загрязнен, применяют методы химического, гидромеханического или комбинированного воздействия на призабойную зону пласта, с помощью которых интенсифицируют приток пластовой жидкости к скважине. Все эти методы вызова притока в определенных условиях могут успешно применяться и для освоения геотермальных скважин, к которым относятся скважины, вскрывающие термальные воды и парогидротермы (минеральные, промышленные и теплоэнергетические).

Особенности технологии освоения геотермальных скважин определяются возможностью использования температурного фактора для снижения гидростатического давления в скважине. Это имеет особенно важное значение при освоении скважин, вскрывающих продуктивные зоны с аномально низкими давлениями, что весьма характерно для многих месторождений термальных вод и является одной из основных причин осложнений при проведении подобного рода работ.

С целью выявления возможных путей использования температурного фактора для освоения геотермальных скважин в зависимости от гидрогеологических и геотермических условий рассмотрим процесс формирования режима самоизлива скважины. Пусть скважина на глубине H вскрывает термоводоносный горизонт с давлением, мерой которого является высота столба пластовой жидкости, находящейся в условиях термодинамического равновесия с окружающими скважину породами, причем эта высота меньше глубины скважины, т.е.

$$p_{пл} = \bar{\rho}_ж g(H - h_{ст}), \qquad (5)$$

где $\bar{\rho}_ж$ – средняя плотность жидкости, определяемая с учетом начального распределения температуры пород по глубине скважины; $h_{ст}$ – глубина залегания статического уровня жидкости, измеряемая от поверхности.

При линейном изменении температуры пород с глубиной в соответствии с геотермическим градиентом для данного района величину $\bar{\rho}_ж$ можно определить как функцию средней температуры в стволе скважины, т.е.

$$\bar{\rho}_ж = \rho_ж(t_{ср}), \tag{6}$$

где $t_{ср}$ $(t_0 + t_{пл})/2$; t_0 – температура на глубине залегания нейтрального слоя.

Если температура пород на глубине статического уровня превышает температуру насыщения для атмосферного давления (100 °С), то режим самоизлива может сформироваться вследствие вскипания жидкости и последующего понижения гидростатического давления на продуктивный пласт, сопровождаемого выбросом пароводяной смеси. Такой режим самоизлива будем называть парлифтом. Если температура пород на глубине $h_{ст}$ не достигает температуры насыщения, то самоизлив скважины естественным путем сформироваться не может. Для этого необходимо принудительное возбуждение (запуск) скважины после обычной замены бурового раствора путем аэрирования заполняющей ее жидкости (эрлифт) или с помощью какого-либо другого из упомянутых выше способов понижения гидростатического давления.

Существенную роль при этом играет продолжительность принудительного возбуждения скважины, которая должна быть достаточна для того, чтобы средняя температура в скважине заметно повысилась в результате теплообмена пород с потоком горячей жидкости. Необходимое и достаточное условие для получения устойчивого режима самоизлива можно получить из соотношения (2), если учесть, что гидростатическое давление в работающей скважине определяется плотностью жидкости, прогретой до нового значения средней температуры, т.е.

$$p_{гс} = \bar{\rho}'_ж g H, \tag{7}$$

где

$$\bar{\rho}'_ж = \rho_ж(t'_{ср}); \tag{8}$$

$$t'_{ср} = \frac{t_у + t_{пл}}{2}; \tag{9}$$

$t_у$ – температура на устье скважины в конце прогрева.

С учетом выражений (5)–(7) получим

$$\Delta p_0 = \left(\frac{\bar{\rho}_ж - \bar{\rho}'_ж}{\bar{\rho}_ж}\,\frac{H}{h_{ст}} - 1\right)\bar{\rho}_ж g h_{ст}. \tag{10}$$

Принимая во внимание, что

$$\bar{\rho}_ж - \bar{\rho}'_ж = \alpha_t \bar{\rho}_{сж}\,\overline{\Delta t}, \tag{11}$$

где $\overline{\Delta t} = (t_у - t_0)/2$ – изменение средней температуры ствола скважины в процессе ее прогрева; α_t – соответствующий этому изменению объемный коэффициент термического расширения жидкости,

$$\Delta p_0 = \left(\alpha_t \Delta \bar{t} \frac{H}{h_{ст}} - 1\right) \bar{\rho}_ж g h_{ст}. \qquad (12)$$

Полученные выражения показывают, что депрессия на пласт создается за счет термического расширения жидкости в постепенно прогревающемся стволе скважины, вследствие чего формирующийся режим самоизлива принято называть термолифтом. Необходимое для реализации этого режима условие легко получить из выражения (12):

$$h_{ст} < \alpha_t H \Delta \bar{t} = h_{max} \qquad (13)$$

Если фактическая глубина залегания статического уровня превышает величину h_{max}, определяемую выражением (13), то освоение и последующая эксплуатация скважины возможны лишь с помощью механизированных способов.

Критерий для оценки продолжительности прогрева скважины в процессе ее принудительного возбуждения можно получить из уравнения (2), из которого видно, что устойчивый самоизлив в режиме термолифта возможен лишь при условии

$$\Delta p_0 > p_у, \qquad (14)$$

откуда, учитывая (12), получим искомое условие

$$\Delta \bar{t} > \frac{\bar{\rho}_ж g h_{ст} + p_у}{\alpha_t \bar{\rho}_ж H}, \qquad (15)$$

при соблюдении которого можно прекратить процесс принудительного возбуждения.

Рассмотрим теперь условия реализации самоизлива в режиме парлифта. Первое необходимое условие для этого очевидно: температура продуктивного пласта должна превышать температуру насыщения для атмосферного давления, что характерно для месторождений перегретых термальных вод и парогидротерм. Однако это условие во многих случаях недостаточно для обеспечения устойчивого самоизлива. Для этого необходимо соблюдение, по крайней мере, еще двух дополнительных условий. Во-первых, во избежание пульсирующего (гейзерного) режима работы скважины приток теплоносителя к ней должен быть не меньше ее пропускной способности при данных термодинамических условиях в ее стволе, что требует создания достаточной депрессии на продуктивную зону в процессе самоизлива. Во-вторых, во избежание конденсации пара на стенках скважины при его движении к устью верхний интервал скважины должен быть достаточно прогрет.

Выполнение этих требований не встречает особых затруднений в скважинах, вскрывающих продуктивную зону с избыточным пластовым давлением и достаточно высокой проводимостью. Для освоения таких скважин достаточно произвести замену бурового раствора и выстаивание скважины при закрытой устьевой задвижке для восстановления нарушенного бурением температурного поля. После открытия устьевой задвижки сначала происходит излив однофазной жидкости, который после дополнительного прогрева ствола переходит в истечение пароводяной смеси.

Наибольшие трудности возникают при освоении скважин, вскрывающих продуктивные зоны с аномально низкими давлениями термальных вод и относительно невысокой проводимостью, особенно, если естественная температура пород на глубине залегания статического уровня (300–500 м) не достигает 100 °С. Подобные условия нередко встречаются на месторождениях парогидротерм, в частности на Мутновском месторождении на Камчатке.

Применение традиционной технологии освоения скважин с использованием колонны насосно-компрессорных труб в этих условиях нецелесообразно из-за аномально низкого положения статического уровня и повышения гидравлических сопротивлений при движении пароводяной смеси по стволу скважины. Единственно приемлемым способом принудительного возбуждения скважин в этих условиях является нагнетание сжатого воздуха непосредственно в обсадную колонну с целью понижения уровня жидкости в скважине за счет ее вытеснения в продуктивную зону. После понижения уровня жидкости на заданную величину и закрытия устьевой задвижки происходит восстановление давления в продуктивной зоне и прогрев скважины под действием созданных таким образом температурных напоров до заданного значения температуры на границе раздела сред, обеспечивающего возможность фазового перехода при снижении давления на устье. Затем устьевая задвижка открывается, что вызывает вскипание жидкости на границе раздела сред и формирование режима парлифта. Отсюда следует, что необходимые и достаточные условия для надежного запуска скважины можно сформулировать следующим образом:

$$t_{нас} < t_2 < t(H); \tag{16}$$

$$p_{нас}\big|_{t=t_2} < p_2 < p_{нас}\big|_{t=t(H)},$$

где $t_{нас}$ – температура насыщения для атмосферного давления; $t(H)$ – начальная температура продуктивной зоны, вскрытой на глубине H; t_2 – температура на устье скважины по окончании ее выстаивания; p_2 – соответствующее этому моменту времени давление на устье скважины при закрытой задвижке; $p_{нас}$ – давления насыщения, соответствующие температурам t_2 и $t(H)$.

Поскольку для состояния насыщения значения t и p взаимосвязаны, то достаточно задать один из этих параметров, например p_2. При этом следует учесть, что для прогрева верхнего интервала скважины (выше уровня жидкости) в период ее выстаивания при закрытой задвижке на нем необходимо создать достаточный температурный напор, который должен вызвать тепловую конвекцию воздуха внутри обсадной колонны. Для этого уровень жидкости в колонне необходимо разместить на глубине, где естественная температура пород $t(h_2)$ существенно выше установленной для начала запуска скважины температуры t_2. Эта глубина может быть выбрана по имеющейся термограмме скважины. Тогда давление p_2 можно определить из уравнения баланса давлений в скважине на момент окончания восстановления давления:

$$p_2 = \bar{\rho}_ж g(h_2 - h_{ст}). \tag{17}$$

Чтобы найти технологические параметры процесса освоения скважины, необходимые для ее запуска в режиме парлифта, учтем, что соотношение между давлением на границе раздела сред в момент окончания нагнетания воздуха p_1 и давлением p_2 можно выразить с помощью закона Бойля - Мариотта для изотермического процесса изменения состояния воздуха в приближении идеального газа, т.е.

$$p_1 V_1 = p_2 V_2. \tag{18}$$

или, учитывая, что объемы воздуха V_1 и V_2 пропорциональны соответствующим значениям занятой им длины эксплуатационной колонны h_1 и h_2,

$$p_1 h_1 = p_2 h_2 \tag{19}$$

Величину h_1 найдем из решения уравнения баланса давлений на момент окончания процесса продавливания жидкости из скважины в продуктивную зону, считая, что он протекает в условиях неустановившейся фильтрации с постоянной интенсивностью продавливания

$$G_н = \frac{\pi R_0^2 (h_1 - h_{ст}) \bar{\rho}_ж}{\tau_н}, \tag{20}$$

где R_0 - радиус эксплуатационной колонны; $\tau_н$ - продолжительность процесса.

Тогда уравнение баланса давлений будет иметь вид

$$p_1 = \bar{\rho}_ж g (h_1 - h_{ст}) + \frac{\pi R_0^2 (h_1 - h_{ст}) \bar{\rho}_ж \mu}{4\pi k m \rho \tau_н} \ln \frac{2{,}25 a \tau_н}{R_0^2}, \tag{21}$$

где km - проводимость продуктивной зоны; ρ, μ - плотность и динамическая вязкость пластовой жидкости; a - коэффициент пьезопроводности продуктивной зоны.

Подставив значение p_1 из уравнения (21) в равенство (19) и решая его относительно h_1, получим

$$h_1 = \frac{h_{ст} + \sqrt{h_{ст}^2 + 4 p_2 h_2 / A}}{2}, \tag{22}$$

где

$$A = \bar{\rho}_ж g + \frac{R_0^2 \bar{\rho}_ж \mu}{4 k m \rho \tau_н} \ln \frac{2{,}25 a \tau_н}{R_0^2}. \tag{23}$$

Величину $\tau_н$ можно найти по заданным значениям параметров h_2, p_2 и t_2, определяющим массу воздуха G в обсадной колонне, производительности компрессорной установки a_0:

$$\tau_н = \frac{G}{a_0 \rho_0} = \frac{\pi R_0^2 h_2 p_2}{a_0 \rho_0 R (273 + t_2)}, \tag{24}$$

где ρ_0 - плотность воздуха при нормальных условиях, кг/м^3; R - газовая постоянная, для воздуха R = 287 Дж/(кг·град).

Давление p_1, рассчитываемое по формулам (19) или (21), будет практически соответствовать давлению нагнетания на устье скважины в конце процесса вытеснения жидкости, по которому можно оценить пригодность выбранной компрессорной установки. Расчеты показывают, что в этом случае необходимое давление нагнетания, зависящее в основном от величины h_2, может достигать 4–5 МПа, что требует применения мощных компрессорных установок для возбуждения скважин (УКП-80, КС-16/100 и т.п.) и надежной герметизации обсадной колонны.