Научная статья
Original article
УДК 622.279.23

ВЛИЯНИЕ ГЛУБИНЫ СПУСКА ЛИФТОВЫХ ТРУБ В ВЕРХНЮЮ ЧАСТЬ ИНТЕРВАЛА ПЕРФОРАЦИИ НА РАБОТУ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

THE EFFECT OF THE DEPTH OF DESCENT OF ELEVATOR PIPES IN THE UPPER PART OF THE PERFORATION INTERVAL ON THE OPERATION OF DIRECTIONAL AND VERTICAL GAS CONDENSATE WELLS

Андреев Ильдар Олегович, Магистрант Уфимский государственный нефтяной технический университет (г. Уфа, Россия)

Andreev Ildar Olegovich, andreev.ildar93@mail.ru

Аннотация: в статье раскрывается проблема самозадавливания газоконденсатных скважин. Автором предложен вариант расположения башмака лифтовой трубы в скважине, позволяющий повысить эффективность ее работы. Представлены математические расчеты и пояснения предложенного метода. Разработка месторождений — это процесс извлечения твёрдых, жидких и газообразных полезных ископаемых из недр Земли с помощью технических средств. В статье подробно раскрыта тема реализация предложенного метода по спуску башмака лифтовых труб в верхнюю часть интервала перфорации.

Abstract: the article reveals the problem of self-drilling of gas condensate wells. The author has proposed a variant of the location of the shoe of the elevator pipe in the well, which allows to increase the efficiency of its operation. Mathematical calculations and explanations of the proposed method are presented. Field development is the process of extracting solid, liquid and gaseous minerals from the bowels of the Earth using technical means. The article details the topic of the implementation of the proposed method for lowering the shoe of elevator pipes into the upper part of the perforation interval.

Ключевые слова: Газоконденсатная скважина, самозадавливание, гидростатическое давление, башмак лифтовых труб.

Keywords: Gas condensate well, self-drilling, hydrostatic pressure, elevator pipe shoe.

На сегодняшний день газодобывающие компании все чаще сталкиваются с вопросами увеличения эффективности и продолжительности работы газоконденсатных скважин в сложных условиях эксплуатации на газоконденсатных месторождениях. На заключительной стадии разработки месторождений вследствие обводнения пласта, скопления жидкости (конденсата) на забоях скважины значительно снижается способность скважины к выполнению основной функции, что приводит к «самозадавливанию», а также к потерям добычи газа [2].

По мере снижения скорости течения газа в лифтовой трубе и достижения значения критической скорости по опрокидыванию тонких слоев движение волн на поверхности пленки жидкой фазы замедляется, и затем на ней появляются стоячие или пульсирующие волны. Дальнейшее уменьшение скорости потока приводит к изменению направления движения пленки и частичному ее стеканию на забой скважины. Стекающая с внутренней поверхности лифтовых труб пленка жидкости, попадая на забой, диспергируется в турбулентном потоке газа, поступающего из пласта, и

увлекается вверх. Некоторая доля жидкости, находящаяся в ядре восходящего потока в виде капель, в результате турбулентных пульсаций отбрасывается на стенку трубы и, растекаясь, образует пленку. Наконец, при скоростях движущегося газа, меньше скорости взвешивания частиц жидкой фазы, в ядре потока происходит выпадение капель. Этот момент соответствует началу интенсивного накопления жидкой фазы в скважине и падению ее на забой [5].

В большинстве случаев при составлении проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений и установлении оптимального технологического режима эксплуатации скважин глубина спуска лифтовых труб не обосновывается должным образом, что приводит к образованию песчаных пробок или столба жидкой фазы в процессе эксплуатации скважин [1].

Один из возможных методов борьбы с накоплением столба жидкой фазы в скважине – это специфическое расположение лифтовой трубы (НКТ) в верхней части интервала перфорации (середина интервала перфорации – граница ниже которой спуск не рекомендован) наклонно-направленных и вертикальных газоконденсатных скважин с начала ее эксплуатации.

На рисунке 1 схематично представлено накопление жидкости внутри скважин двух типов в статическом режиме.

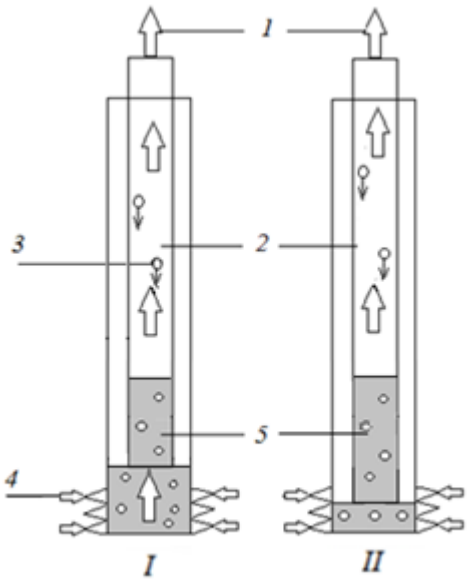


Рисунок 1 – Схематичное изображение вариантов расположения НКТ в газоконденсатной скважине. 1 – поток газа, 2 – схематичное изображение скважины, 3 – нисходящая жидкая фаза, 4 – приток газа, 5 – скопление жидкой фазы на забое.

Слева на рисунке 1(I вариант) изображен наиболее распространенный вариант расположения башмака лифтовой трубы в скважине, II тип (предлагаемый) расположения башмака лифтовой трубы в верхней части интервала перфорации наклонно-направленных и вертикальных газоконденсатных скважин схематично изображен справа.

В данной работе представлены предварительные расчеты, характеризующие распределение гидростатического давления для скважин двух типов (рисунок 1), находящихся в двух режимах. Первый – статический, при условии, что уровень жидкой фазы в скважинах I и II типа одинаковый. Второй – статический режим, характеризующийся вынужденной остановкой или «самозадавливанием», когда уровни жидкой фазы в НКТ различны.

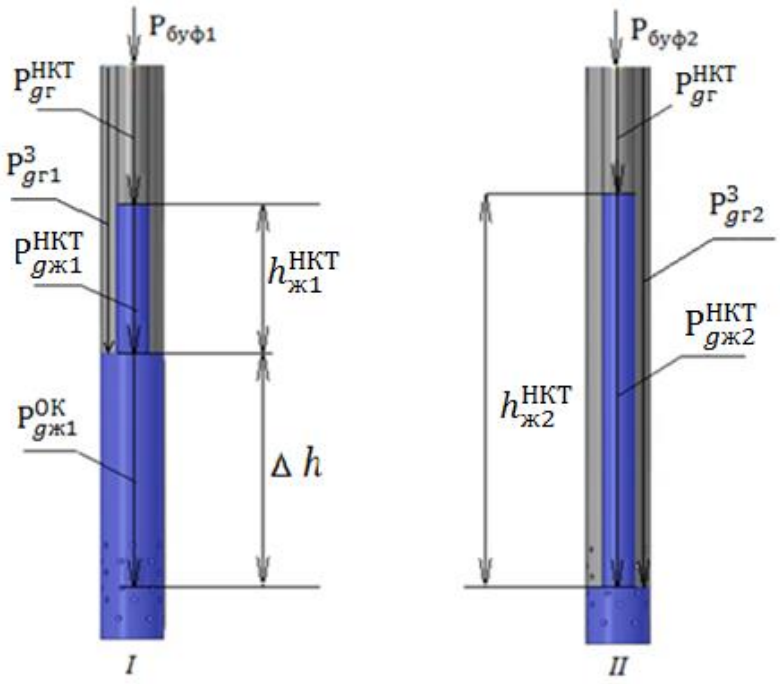


Рисунок 2 – Распределение гидростатического давления в статическом режиме для первого рассматриваемого случая.

Режим 1 схематично представлен на рисунке 2. Также рисунок 2 отображает распределение гидростатического давления в скважинах, действие буферного давления, а также давления, созданного столбом газа в НКТ и обсадной колонны (ОК).

Принимая следующие допущения:

1) средняя плотность жидкой и газовой фаз для I и II вариантов одинаковы $p_{ср}^{ж} = p_{ср}^{г}$.
2) влияние давления на плотность жидкой и газовой фазы не учитываются.
3) режим работы – статический, уровень жидкой фазы в скважинах I и II типа одинаковый.

Получаем следующее выражение:

$$P_{gж2}^{НКТ} = P_{gж1}^{НКТ} + P_{gж1}^{ОК} = \frac{F_{gж2}^{НКТ}}{S_{НКТ}} = \frac{F_{gж1}^{НКТ}}{S_{НКТ}} + \frac{F_{gж2}^{ОК}}{S_{ОК}} \quad (1)$$

Где $Р_{gж1,2}^{НКТ,ОК}$ – гидростатическое давление столба жидкости в НКТ (НКТ) и обсадной колонны (ОК) для I и II типа расположения воронки в скважине, $S_{НКТ}$ – площадь НКТ и ОК соответственно, $F_{gж1,2}^{НКТ,ОК}$ – силы, созданные массой жидкости в НКТ и ОК.

Поскольку в интервале высота и диаметры НКТ идентичны, то в I и во II вариантах расположения воронки сила, созданная массой газа, принимается одинаковой ($F_{gг}^{НКТ}$). Тогда система уравнений примет следующий вид:

$$\begin{cases} Р_{пл} - Р_{з} = Р_{пл} - \left(Р_{gг}^{НКТ} + Р_{gж1}^{НКТ} + Р_{gж1}^{ОК} + Р_{буф1}\right) = \frac{F_{пл}}{S_{ОК}} - \left(\frac{F_{gг}^{НКТ}}{S_{Н}} + \frac{F_{gж1}^{НКТ}}{S_{Н}} + \frac{F_{gж1}^{ОК}}{S_{ОК}} + Р_{буф1}\right) \triangle Р \to 0 \\ Р_{пл} - Р_{з} = Р_{пл} - \left(Р_{gг}^{НКТ} + Р_{gж2}^{НКТ} + Р_{буф2}\right) = \frac{F_{пл}}{S_{ОК}} - \left(\frac{F_{gг}^{НКТ}}{S_{НКТ}} + \frac{F_{gж2}^{НКТ}}{S_{НКТ}} + Р_{буф2}\right) = \triangle Р \to 0 \end{cases}$$

(2)

Решая систему уравнений (2) относительно $Р_{буф2}$, получаем:

$$Р_{буф2} = Р_{буф1} + \frac{F_{пл} \cdot (S_{ОК} - S_{НКТ})}{S_{ОК} \cdot S_{НКТ}} \qquad (3)$$

Здесь $F_{пл}$ – сила, созданная энергией пласта, $Р_{gж1,2}^{ОК,НКТ}$ – давление, созданное столбом газа в НКТ и ОК, $Р_{буф1,2}$ – избыточное буферное давление для I и II типа расположения воронки в скважине.

Так как $S_{ОК} > S_{НКТ}$, то из выражения (3) следует, что $Р_{буф2} > Р_{буф1}$.

Учитывая принятые ранее допущения о том, что уровень жидкой фазы одинаковый $h_{ж2}^{НКТ} = \triangle h + h_{ж1}^{НКТ}$, составляем следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} Р_{пл} - Р_{з} = Р_{пл} - \left(Р_{gг1}^{З} + Р_{gж1}^{ОК} + Р_{з1}\right) = \frac{F_{пл}}{S_{ОК}} - \left(\frac{F_{gг1}^{З}}{S_{ОК} - S_{НКТ}} + \frac{F_{gж1}^{ОК}}{S_{ОК}} + Р_{з1}\right) = \triangle Р \to 0 \\ Р_{пл} - Р_{з} = Р_{пл} - \left(Р_{gг2}^{З} + Р_{з2}\right) = \frac{F_{пл}}{S_{ОК} - S_{НКТ}} - \left(\frac{F_{gг2}^{З}}{S_{ОК} - S_{НКТ}} + Р_{з2}\right) = \triangle Р \to 0 \end{cases}$$

(4)

Аналогичным способом, решая систему уравнения (4) относительно $Р_{з2}$, получаем:

$$\mathrm{P_{з2}} = \mathrm{P_{з1}} + \frac{F_{\text{пл}} \cdot S_{\text{НКТ}}}{S_{ОК} \cdot (S_{ОК} - S_{\text{НКТ}})} + \frac{F^{3}_{g\text{г1}}}{S_{ОК} - S_{\text{НКТ}}} - \frac{F^{3}_{g\text{г2}}}{S_{ОК} - S_{\text{НКТ}}} + \frac{F^{\text{ОК}}_{g\text{ж1}}}{S_{\text{ОК}}} . \quad (5)$$

В выражении (5) противодавление, созданное столбом газа в интервале $\triangle h$: $\frac{F^{3}_{g\text{г1}}}{S_{ОК} - S_{\text{НКТ}}} - \frac{F^{3}_{g\text{г2}}}{S_{ОК} - S_{\text{НКТ}}} = \mathrm{P}^{3}_{g\text{г1}} - \mathrm{P}^{3}_{g\text{г2}} = -(\mathrm{p}^{\text{г}}_{\text{ср}} \cdot \triangle h \cdot g)$, а противодавление, созданное столбом жидкости: $\frac{F^{\text{ок}}_{g\text{г1}}}{S_{ОК}} = \mathrm{p}^{\text{ж}}_{\text{ср}} \cdot \triangle h \cdot g$, $\mathrm{P}^{3}_{g\text{г1,2}}$ – давление столба газа затрубного пространства, $F^{3}_{g\text{г1}}$ – сила, созданная массой газа затрубного пространства, $\mathrm{P_{з1,2}}$ – избыточное затрубное давление I и II типа расположения воронки в скважине.

Решая уравнение (5), получаем:

$$\mathrm{P_{з2}} = \mathrm{P_{з1}} + \frac{F_{\text{пл}} \cdot S_{\text{НКТ}}}{S_{ОК} \cdot (S_{ОК} - S_{\text{НКТ}})} + (\mathrm{p}^{\text{ж}}_{\text{ср}} - \mathrm{p}^{\text{г}}_{\text{ср}}) \cdot \triangle h \cdot g . \quad (6)$$

Так как $\mathrm{p}^{\text{ж}}_{\text{ср}} > \mathrm{p}^{\text{г}}_{\text{ср}}$, то исходя из выражения (6) получаем следующее заключение: потенциальная энергия затрубного пространства в скважине II типа (рисунок2) будет больше, чем для скважины I типа. Наличие большей потенциальной энергии газа в затрубном пространстве позволяет более эффективно совершать работу по выносу жидкой фазы, что снижает скорость ее накопления и увеличивает время работы скважины.

Далее рассмотрим 2 случай, когда работающая скважина остановилась в результате «самозадавливания», тогда буферное давление скважин будет равно давлению газосборного коллектора ($\mathrm{P_{ГК}}$). Распределение давления столба газа затрубного пространства, избыточное давление для скважин двух типов в **режиме 2** схематично показано на рисунке 3.

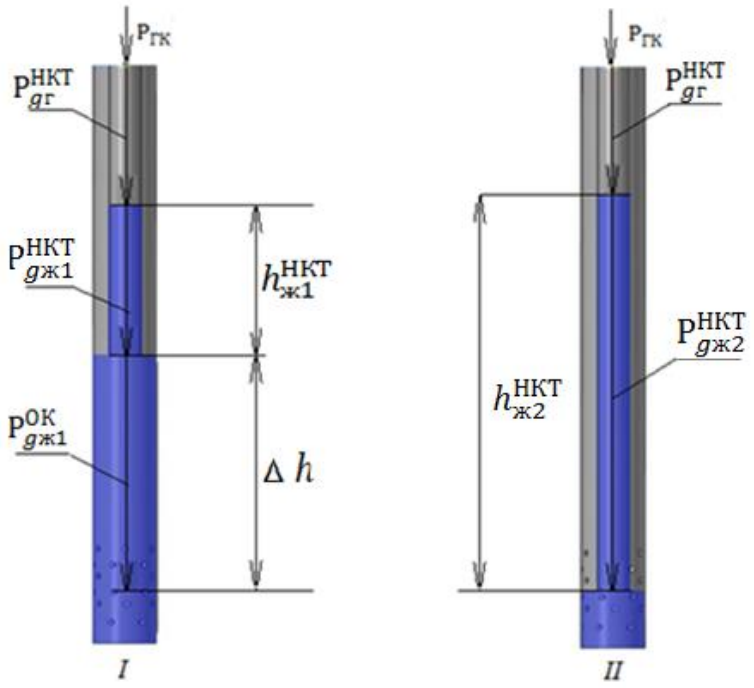


Рисунок 3 – Распределение гидростатического давления в статическом режиме (скважины остановились в результате «самозадавливания»).

В таком случае, уровни жидкости в НКТ будут различны, а система уравнения примет следующий вид:

$$\begin{cases} P_{пл} - P_з = P_{пл} - \left(P^{ОК}_{gж1} + P^{НКТ}_{gж1} + P^{НКТ}_{gг1} + P_{ГК}\right) = \dfrac{F_{пл}}{S_{ОК}} - \left(P^{ОК}_{gж1} + P^{НКТ}_{gж1} + P^{ОК}_{gг1} + P_{ГК}\right) = \triangle P \to 0 \\ P_{пл} - P_з = P_{пл} - \left(P^{НКТ}_{gж2} + P^{НКТ}_{gг2} + P_{ГК}\right) = \dfrac{F_{пл}}{S_{Н}} - \left(P^{НКТ}_{gж2} + P^{НКТ}_{gг2} + P_{ГК}\right) = \triangle P \to 0 \end{cases}$$

(7)

Решая систему (7) относительно $P_{ГК}$, получаем:

$$P^{НКТ}_{gж2} - P^{НКТ}_{gж1} - P^{ОК}_{gж1} + P^{НКТ}_{gг2} - P^{НКТ}_{gг1} = \frac{F_{пл} \cdot (S_{ОК} - S_{НКТ})}{S_{ОК} \cdot S_{НКТ}} \quad (8)$$

$$P^{НКТ}_{gж2} - P^{НКТ}_{gж1} - P^{ОК}_{gж1} = p^{ж}_{ср} \cdot g \cdot (h^{Н}_{ж2} - (\triangle h + h^{НКТ}_{ж1}) \quad (9)$$

$$P^{НКТ}_{gг2} - P^{НКТ}_{gг1} = -p^{г}_{ср} \cdot g \cdot (h^{НКТ}_{ж2} - (\triangle h + h^{НКТ}_{ж1}) \quad (10)$$

$$(p^{ж}_{ср} - p^{г}_{ср}) \cdot g \cdot (h^{НКТ}_{ж2} - (\triangle h + h^{НКТ}_{ж1})) = \frac{F_{пл} \cdot (S_{ОК} - S_{НКТ})}{S_{ОК} \cdot S_{НКТ}} \quad (11)$$

Для выполнения равенства (11) необходимо следующее условие:

$$h_{ж2}^{НКТ} > \triangle h + h_{ж1}^{НКТ} \quad (12)$$

Исходя из выражений (11) для выполнения равенства необходимо соблюдение условия (12), что в свою очередь указывает на то, что скважина II типа (рисунок 1) будет работать дольше, так как необходим больший уровень жидкой фазы.

Обращает на себя внимание тот факт, что увеличение гидростатического давления не влияет на весь пласт, т.е. не приводит к глушению из-за возрастающего противодавления со стороны накопленной в НКТ жидкости. Накопленное гидростатическое давление действует на нижние интервалы перфорации, тем самым способствуя «обратной фильтрации» при этом не перекрывает приток из верхнего интервала.

На поздней стадии разработки месторождений режим работы скважины зависит от глубины спуска лифтовых труб. Эта зависимость обусловлена повышенным (по сравнению с пластом и лифтовой трубой) содержанием подвижной жидкой фазы на забое, что создает дополнительное сопротивление газовому потоку и приводит к перераспределению давлений по высоте интервала перфорации [4].

Следует заметить, что все приведенные рассуждения основывались на том, что газ не имеет другого пути для выхода из пласта, за исключением лифтовых труб. Поэтому, если последние спущены в рекомендуемый интервал перфорации, уровень жидкой фазы между обсадной и лифтовой трубой оттесняется к ее башмаку [3].

Реализация предложенного метода по спуску башмака лифтовых труб в верхнюю часть интервала перфорации (середина интервала перфорации – граница ниже которой спуск не рекомендован) наклонно-направленных и вертикальных газоконденсатных скважин позволяет снизить противодавление

на пласт, вызванного весом накопленной жидкости. Тем самым увеличивается время работы скважины с момента ее разработки. Представленные математические расчеты наглядно демонстрируют главное преимущество расположения башмака лифтовых труб в интервале перфорации, которое направлено на минимизацию скопления жидкой фазы в скважине, а также увеличении продолжительности ее работы.

Список литературы

1. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А.. Руководство по исследованию скважин- М.:Наука, 1995. 410- 416с.
2. Изюменко Д.В. Изюменко Д.В., Мандрик Е.В., Мельников С.А., Плосков А.А., Моисеев В.В., Харитонов А.Н., Памужак С.Г. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескоправления. Научно – технический сборник вести газовой науки. №1(33)/2018г. 235-242с.
3. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 577-583с.
4. Николаев О.В., Шулепин С.А. Влияние глубины спуска лифтовых труб на работу обводненной газовой скважины. Научно-технический сборник: Вести газовой науки №4(15)/2013. 46-52с.
5. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах. Новосибирск издательство СО РАН 2007г. 193- 198с.

List of literature

1. Gritsenko A.I., Aliyev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. Guidelines for well research - M.:Nauka, 1995. 410- 416s.
2. Izyumenko D.V. Izyumchenko D.V., Mandrik E.V., Melnikov S.A., Ploskov A.A., Moiseev V.V., Kharitonov A.N., Pamuzhak S.G. Operation of gas wells in conditions of active water and sand treatment. Scientific and technical collection of the news of gas science. No. 1(33)/2018g. 235-242s.

3. Masket M. Flow of homogeneous liquids in a porous medium. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Research, 2004. 577-583s.
4. Nikolaev O.V., Shulepin S.A. The influence of the depth of descent of elevator pipes on the operation of a flooded gas well. Scientific and technical collection: News of gas science №4(15)/2013. 46- 52c.
5. Ponomarev A.I. Improving the efficiency of the development of hydrocarbon deposits in low-permeable and layered-heterogeneous reservoirs. Novosibirsk Publishing House SB RAS 2007. 193- 198s.

© Андреев И.О., 2022 Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet» №5/2022.

Для цитирования: Андреев И.О. ВЛИЯНИЕ ГЛУБИНЫ СПУСКА ЛИФТОВЫХ ТРУБ В ВЕРХНЮЮ ЧАСТЬ ИНТЕРВАЛА ПЕРФОРАЦИИ НА РАБОТУ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН// Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet» №5/2022