

Математическая модель процесса гидратообразования в трубопроводе малого диаметра в квази статическом приближении

В.В. Шайдаков

д.т.н., профессор¹, директор²
v1v2sh50@yandex.ru

А.Л. Сухонос

к. ф.-м. н., доцент³
suhonos@mail.ru

А.Р. Людвиницкая

к.т.н., доцент⁴
ljudvinickaja@yandex.ru

Р.Д. Джафаров

генеральный директор⁵
nkmz@nkmz.ru

Ф.В. Драган

аспирант⁵
fedor.dragan@gmail.com

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

² ООО Инжиниринговая компания «Инком-нефть», Уфа, Россия

³ Уфимский государственный авиационный технический университет, Уфа, Россия

⁴ Торговый дом «Нефтекамский машиностроительный завод», Нефтекамск, Россия

⁵ НПФ «Геофизика», Уфа, Россия

В статье рассмотрен способ отвода газа из-под пакера с помощью полимерного армированного трубопровода малого диаметра. Описана математическая модель образования гидратов в трубопроводе с учетом неравномерности распределения температуры по стволу скважины в условиях вечной мерзлоты. Оценена скорость гидратообразования.

Материалы и методы

При расчетах применялся метод Рунге-Кутты.

Ключевые слова

пакер, скважина, обводненная нефть, газовый фактор, полимерный армированный трубопровод, отвод газа, гидратообразование

При осложненной добыче нефти применяют скважинные электроцентробежные глубинные насосы с пакером. Пакер перекрывает кольцевое пространство между обсадной колонной и колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) скважины выше насоса. В этом случае, при газовом факторе более 180 м³/т требуется отводить влажный попутный нефтяной газ из интервала скважины ниже пакера до устья скважины. Газ отводится по полимерному трубопроводу малого диаметра, который крепится на внешней поверхности НКТ, и проходит от пакера до устья скважины. При этом возникает вероятность отложения газовых гидратов, особенно в интервале скважины, соответствующему залегаю вечно мерзлоты.

Газовые гидраты — кристаллические соединения, образовавшиеся при внедрении молекул газа в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул воды [1]. Влага и снижение температуры приводят к отложению гидратов в полимерном трубопроводе, препятствуя отводу газа, и как следствие, к срыву подачи скважинного насоса.

Для безаварийной эксплуатации нефтяных скважин важно выявить условия образования гидратов в полимерном трубопроводе, воздействовать на процесс гидратообразования.

Скважинная продукция, включающая нефть, газ, воду, поступает из пласта в скважину. Далее продукция поступает по кольцевому пространству между обсадной колонной и насосом к приемному модулю, входит в насос и по колонне насосно-компрессорных труб перекачивается к устью скважины. При снижении давления в кольцевом пространстве ниже давления насыщения газ начинает интенсивно выделяться. Газожидкостная смесь поднимается от интервала перфорации к приемному модулю ЭЦН.

Оценим накопление газа под пакером. Принимаем, что режим течения в кольцевом пространстве ламинарный, пузырьковый. Основная часть смеси забирается насосом и поступает в колонну НКТ. Часть газа минует приемный модуль, поступает в интервал выше насоса и накапливается под пакером. Газ отводится по полимерному армированному трубопроводу на устье скважины.

Если скорость пузырьков в вертикальном направлении всегда выше скорости жидкости на v_{rel} , исходя из режима течения, можно оценить относительную скорость подъема пузырьков v_{rel} , используя известные экспериментальные соотношения, [1, 2, 3]:

$$v_{rel} = 1,53 \left[\frac{g(\rho_L - \rho_G)\sigma}{\rho_L^2} \right]^{0,25} \quad (1)$$

где ρ_L, ρ_G — плотности жидкой и газовой фаз соответственно, σ — поверхностное натяжение на границе фаз.

Скорость жидкости в кольцевом пространстве определяется выражением [4]:

$$u(r) = \frac{2Q}{\pi r_2^2} \left(\frac{r_2^2 - r^2}{r_2^2 - r_1^2} - \frac{\ln(r^2/r_1)}{\ln(r_2^2/r_1)} \right) \quad (2)$$

где Q — объемный расход смеси,

r_1 и r_2 — внешний радиус ЭЦН и внутренний радиус обсадной колонны.

Сделав допущение, что скорость поднятия пузырьков одинакова, находим профиль скоростей для газовой фазы $u_G(r)$:

$$u_G(r) = u(r) + v_{rel} \quad (3)$$

Будем считать, что профиль скоростей смеси непосредственно перед всасыванием ЭЦН равномерен по всей приемной зоне и горизонтален. Часть пузырькового газа в слоях жидкости, движущихся около обсадной колонны, не попадает в ЭЦН. Суммарную толщину этих слоев h оценим, предположив, что итоговые компоненты перемещения S_p, S_b пузырька пропорциональны средним компонентам его скоростей:

$$\frac{S_V}{S_H} = \frac{u_G(r_2 - h)}{v_{in}}, \text{ или } \frac{h_{in}}{r_2 - h} = \frac{u_G(r_2 - h)}{v_{in}} \quad (4)$$

где v_{in} — скорость потока на приемном модуле ЭЦН,

h_{in} — протяженность зоны всасывания.

Примем, что при газовом факторе G газ равномерно распределен по профилю течения. Тогда суммарный объемный расход газа Q_{esc} , проходящий мимо ЭЦН, можно определить, проинтегрировав скорости пузырьков по площади в области от границы h до стенки обсадной колонны:

$$\begin{aligned} Q_{esc} &= G \int_{r_2-h}^{r_2} u_G(r) dA = G \int_{r_2-h}^{r_2} u_G(r) 2\pi r dr \\ &= G \frac{4Q}{r_2^2} \int_{r_2-h}^{r_2} r \left(\frac{r_2^2 - r^2}{r_2^2 - r_1^2} - \frac{\ln(r^2/r_1)}{\ln(r_2^2/r_1)} \right) dr \\ &\quad + G\pi(2r_2h - h^2)v_{rel} \end{aligned} \quad (5)$$

Газ поступает к пакеру и далее транспортируется на устье скважины по полимерному трубопроводу. Исходя из предполагаемого объема газа, подбирается и диаметр канала полимерного трубопровода.

Оценим возможность отложения гидратов. Представим уравнения газовой динамики. Рассматривается одномерное движение влагонасыщенного газа в трубке внутренним радиусом r_0 и внешним R . Считается, что влаги, необходимой для образования гидрата, достаточно по всей оси трубки, так что проходное сечение S и диаметр $D=2[r_0-\xi(z, t)]$ полагаются переменными относительно пространственной координаты и времени. Здесь $\xi(z, t)$ — толщина слоя гидрата в трубке. Анализ, проведенный в [10], показывает, что

процесс гидратообразования идет медленно, по сравнению со скоростью установления температуры и давления газа, так что процесс можно считать квазистатическим, а давление и температура газа описываются системой уравнений трубной гидравлики:

$$\begin{cases} \frac{dp}{dz} = -\rho g - \frac{\psi \sqrt{\pi} M^2}{4S^{3/2} \rho}, \\ \frac{dT}{dz} = -\frac{gS}{c_p} + \frac{\alpha_w (T_w - T) \pi D}{Mc_p} + \varepsilon \frac{dp}{dz}. \end{cases} \quad (6)$$

Здесь координата z отсчитывается вдоль оси трубы, g — ускорение свободного падения, ρ — плотность газа, $M = \rho v S$ — постоянный массовый расход газа (v — скорость потока), C_p — удельная теплоемкость газа при постоянном давлении, ψ — коэффициент гидравлического сопротивления, ε — коэффициент Джоуля-Томсона.

Для системы (6) задаются начальные условия

$$\begin{cases} p(0) = p_1, \\ T(0) = T_1. \end{cases} \quad (7)$$

Система (1) дополняется уравнением состояния:

$$\rho = p / (Z_0 RT) \quad (8)$$

где коэффициент сверхсжимаемости газа задается уравнением Латонова-Гуревича:

$$Z_0(p, T) = \left[0.17376 \ln \left(\frac{T}{T_c} \right) + 0.73 \right] \frac{p}{p_c} + 0.1 \frac{p}{p_c} \quad (9)$$

Температура стенки T_w для областей, покрытых гидратом, принимается $T_w = T_f$. Температура T_f фазового перехода газ-гидрат определяется уравнением

$$T_f(p) = \beta_1 \ln(p/10^5) + \beta_2 \quad (10)$$

где β_1 и β_2 — эмпирические постоянные.

Для областей, свободных от гидрата, температура стенки канала T_w определяется из решения тепловой задачи для распределения температуры $T = T(r, z, t)$ в толще материала трубы, т.е. $T_w = T_p(r_0, z, t)$, где r_0 — внутренний радиус трубы.

Заметим, что уравнения вида (6–7) использовались во многих работах, посвященных неизоотермическому течению газа в цилиндрическом канале газовой скважины, либо трубопровода, в том числе и в условиях гидратообразования, например [10–12]. В этих работах коэффициент теплообмена между каналом и горными породами задавался на основании эмпирических данных, а коэффициент теплообмена между стенкой канала и газом принимался постоянным, кроме [12], где учитывалась зависимость теплоотдачи от скорости потока.

Действительно, коэффициент теплоотдачи определяется числом Нуссельта Nu и коэффициентом теплопроводности газа λ_g :

$$\alpha_w = \frac{\lambda_g Nu}{D}$$

где μ — коэффициент динамической вязкости газа,

$$Nu = 0.023 Pr^{0.43} Re^{0.8} \quad (11)$$

$$Re = \frac{vD\rho}{\mu} = \frac{4M}{\mu\pi D} \quad Pr = \frac{\mu c_p}{\lambda_g}$$

Динамическую вязкость и коэффициент теплопроводности газа примем зависимыми от давления и температуры потока, т.к. перепады температуры и давления вдоль оси трубы могут быть весьма значительны.

Вычисления μ и λ_g проводятся для каждой точки на оси трубы на каждом временном слое по формулам ГСССД 94-86 для чистого метана. Эти выражения имеют весьма громоздкий вид, и поэтому здесь не приводятся.

Тепловая задача и задача Стефана. Особенность тепловой задачи состоит в том, что на внешней границе трубы задано граничное условие третьего рода, а соотношение толщины стенки трубопровода и диаметра канала таково, что стенку нельзя считать плоской, как, например, делалось в работе [10].

Полипропиленовая трубка с толщиной стенок, сопоставимой с внутренним радиусом, располагается в затрубном пространстве скважины. Тепломассоперенос через канал трубы достаточно мал по сравнению с тепломассопереносом в трубе скважины, так что можно принять, что температура затрубного пространства полностью определяется потоком в скважине, а поток в полипропиленовой трубке практически не влияет на температурное поле.

Следуя [10–12] запишем условие Стефана в виде:

$$\rho_h l_h \frac{d\xi}{dt} = -\lambda_h \left. \frac{dT_h}{dr} \right|_{r=\xi} + \alpha_w [T_h(r_0 - \xi) - T] \quad (12)$$

Здесь ρ_h , l_h , λ_h — плотность гидрата, удельная скрытая теплота образования гидрата, коэффициент теплопроводности гидрата, α_w — коэффициент теплоотдачи от газа к гидратному слою, T_h — температура гидрата, T — температура газа в канале, ξ — толщина гидратного слоя. Уравнение (6) выражает тот факт, что скорость гидратообразования определяется интенсивностью тепловых потоков к фазовому фронту, как со стороны стенки канала, так и со стороны газа. Координата r — радиус-вектор, выходящий из точки на оси канала в горизонтальном направлении.

При наличии гидрата на внутренней границе канала, можно задать граничное условие первого рода, так как в условиях постоянного влагонасыщения газа, фазовый фронт все время смещается, и его температура равна температуре фазового перехода T_f .

На внешней и на внутренней границе канала в отсутствие гидратного слоя естественно задать условия третьего рода.

$$\begin{cases} T_h(r_0 - \xi) = T_f, \xi > 0 \\ \lambda_p \left. \frac{dT_p}{dr} \right|_{r=r_0} = \alpha_w (T_p - T) \\ -\lambda_p \left. \frac{dT_p}{dr} \right|_{r=R} = \alpha_{ps} (T_p - T_s) \end{cases} \quad (13)$$

Здесь T_p — температура материала стенки трубы, T_s — температура окружающей среды затрубного пространства,

распределение которой вдоль вертикальной оси считается заданным, α_{ps} — коэффициент теплообмена стенки с окружающей средой, α_w — коэффициент теплообмена стенки трубки с газом в канале, λ_p — теплопроводность полипропилена.

Опираясь на анализ, проведенный в работе [10], примем, что скорость установления температуры в гидратном слое и в стенке трубки много меньше, чем скорость роста гидратного слоя. Таким образом, тепловую задачу можно считать квазистационарной.

Решая стационарное уравнение теплопроводности для участков, не покрытых гидратом, найдем распределение температуры в стенке трубки:

$$T_w = \frac{\lambda_p [T_s - T]}{\alpha_w r_0 \left[\frac{\lambda_p}{\alpha_w r_0} + \frac{\lambda_p}{\alpha_{ps} R} + \ln \frac{R}{r_0} \right]} + T \quad (14)$$

Для участков покрытых гидратным слоем, из условия Стефана (12) и стационарного уравнения теплопроводности найдем уравнение движения фазового фронта:

$$\frac{d\xi}{dt} = \frac{\lambda_p (T_f - T)}{\rho_h l_h (r_0 - \xi) \left(\frac{\lambda_p}{R \alpha_{ps}} + \frac{\lambda_p}{\lambda_h} \ln \left(\frac{r_0}{r_0 - \xi} \right) + \ln \frac{R}{r_0} \right)} + \frac{\alpha_w}{\rho_h l_h} [T_f - T] \quad (15)$$

Это уравнение не требует наличия гидратного слоя в начальный момент, и корректно описывает и начальную, и позднюю стадию эволюции гидратного слоя.

Таким образом, на каждом временном слое, из уравнений газовой динамики (6–7) находим распределение давления и температуры в потоке, и пробегаем вдоль оси трубки, определяем распределение толщины гидратного слоя из уравнения (15) и температуру внутренней стенки трубки из соотношения (14).

Численные расчеты и обсуждение результатов. Приведем пример численных расчетов при следующих параметрах: $R=8$ мм, $r_0=3.5$ мм, $T_1=330$ К, $p_1=6$ МПа, $a_{ps}=19$ Вт/м²·К, $\rho_h=800$ кг/м³, $l_h=510$ кДж/кг, $\lambda_h=2$ Вт/м·К, $\lambda_p=0.2$ Вт/м·К, $\beta_1=10$, $\beta_2=243.2$ состав газа — чистый метан, коэффициенты ψ и α_w принимались переменными вдоль оси канала, в зависимости от давления и температуры газа в трубопроводе. Эмпирические параметры, определяющие положение кривой равновесия фаз газ-гидрат, принимались $\beta_1=10$, $\beta_2=243.2$. Реальное распределение температуры в межтрубном пространстве скважины аппроксимировалось двумя линейными участками, самая холодная точка (274 К), располагалась на глубине 300 м:

$$\begin{cases} T_s = 274 + 0.0133(300-h), h < 300 \text{ м}, \\ T_s = 274 + 0.0329(h-300), h \geq 300 \text{ м}. \end{cases}$$

При таком распределении температуры межтрубного пространства скважины, наблюдается ярко выраженный пик толщины гидрата в точке с самой низкой температурой. На рис. 1 приведено распределение толщины гидратного слоя по глубине трубопровода, через 1 час после его пуска.

Показано, что с течением времени скорость гидратообразования может снижаться (если раньше не происходит закупорка трубопровода). Ниже приведена зависимость скорости роста пика гидратного слоя V_p , от времени (параметры кривых соответствуют рис. 1).

При более низких значениях входного давления гидрат может не откладываться на стенках трубопровода. Например, при уменьшении входного давления всего лишь до $p_i=5$ МПа Численный эксперимент показал, что слой гидрата не образуется, при массовом расходе, соответствующем кривой 2 на рис. 1. Уменьшение же массового расхода газа при неизменном входном давлении, способствует увеличению скорости гидратообразования.

Итоги

В статье рассмотрена возможность образования гидратов в трубопроводе малого диаметра. Определена скорость роста гидратного слоя и глубина возможного образования.

Выводы

1. Обосновано накопление газа в

интервале скважины под пакером исходя из условий, что газ накапливается, выделяясь из кольцевого потока при ламинарном пузырьковом течении, минуя приемный модуль глубинного насоса.

2. Построена математическая модель, описывающая процесс гидратообразования в трубопроводе малого диаметра в квазистатическом приближении. Рассмотренная математическая модель позволяет определить условия, при которых возможно начало гидратообразования, а также предсказывать скорость роста гидратного слоя в трубопроводе, в зависимости от параметров газа отводимого по трубопроводу и условий затрубного пространства.

Список используемой литературы

1. Деньгаев А.В., Дроздов А.Н., Вербицкий В.С. и др. Проблемы насосной добычи нефти из скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Территория Нефтегаз. 2007. № 3. С. 58–61.
2. Оборудование для добычи нефти с высоким содержанием свободного газа и опыт его эксплуатации. Режим доступа: http://www.novomet.ru/science_files/512810572005.pdf
3. Афанасьев А. УЭЦН с пакером: опыт ТНК-ВР // Нефтегазовая вертикаль. 2011. №11. С. 70–73.
4. Ягутин Р.А., Сахань А.В., Костюченко С.А. Опыт ремонтно-изоляционных работ в сложных геологических условиях ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 12. С. 64–68.
5. Спиридонов Е.К. Конструкции жидкостно-газоструйных насосов. Состояние и перспективы // Вестник ЮУрГУ. 2005. №1. С. 94–104.
6. Чурсин К.В. Николаев О.С. Ограничение водопритока методом установки пакерных систем с кабельным вводом. Энергосберегающие пакерные технологии // Инженерная практика. 2012. №9.
7. Аминев М.Х., Шамилов Ф.Т., Шайдаков В.В., Шайдаков Е.В., Афанасьев А.В. Опытно-промышленные испытания пакерной компоновки с технологией отвода газа // Нефть. Газ. Новации. 2011. №9. С. 37–40.
8. Аминев М.Х., Шамилов Ф.Т., Шайдаков В.В., Шайдаков Е.В., Афанасьев А.В. Опытно-промышленные испытания пакерной компоновки с технологией отвода газа. // Нефть России. 2011. №9.
9. Киреев А.М. Пакерно-якорное оборудование и технологии для строительства, освоения, эксплуатации и ремонта скважин // Нефть. Газ. Новации. 2012. №12. С.54–60.
10. Бондарев Э.А., Габышева Л.Н., Каниболотский М.А. Моделирование образования гидратов при движении газа в трубах // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. 1982. №5. С. 105–112.
11. Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Морозов П.Е., Тулупов Л.А. Моделирование гидратообразования в стволе вертикальной газовой скважины // Вычисл. Технологии. 2008. Т. 13. №5. С. 88–94.
12. Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Рожин И.И. Математические модели образования гидратов в газовых скважинах // Криосфера Земли. 2011. Т. XV. №2. С. 65–69.

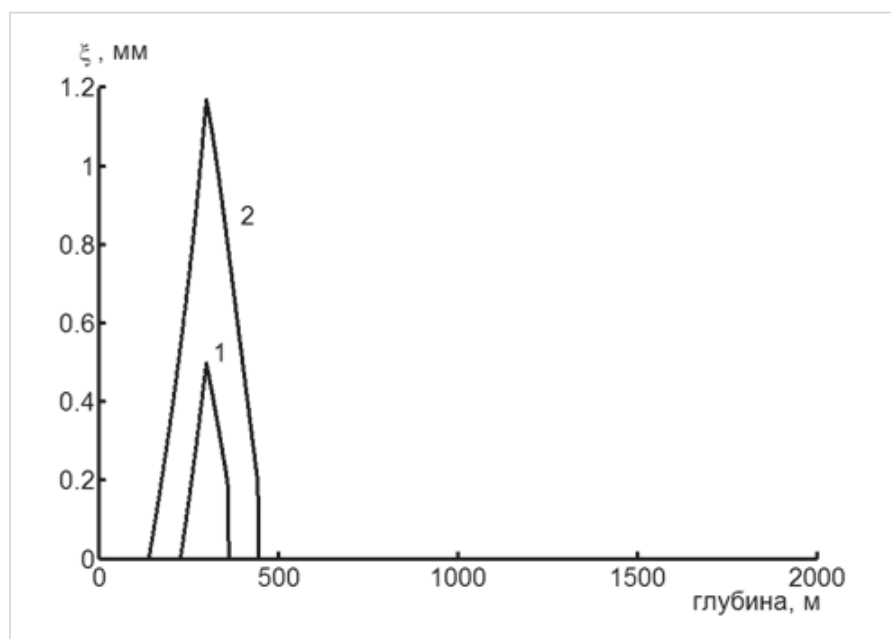


Рис. 1 — Распределение слоя гидрата вдоль оси трубопровода. Кривой (1) соответствует $M=0,008$ кг/с, кривой (2) — $M=0,007$ кг/с

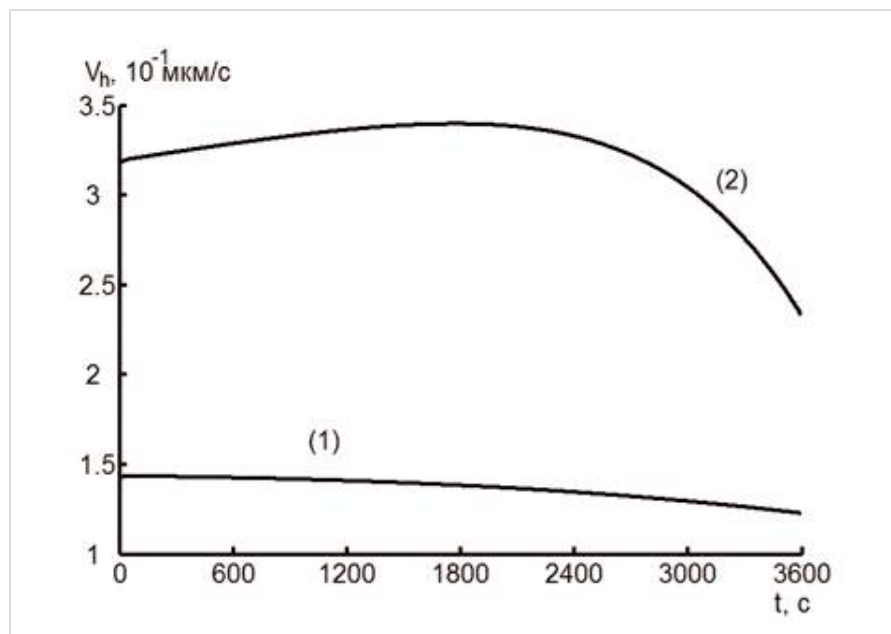


Рис. 2 — Скорость гидратообразования в зависимости от времени

Mathematic model of hydrate formation in small-diameter pipeline in quasistatic approximation

Authors:

Vladimir V. Shaydakov — Sc.D., professor¹, director²; v1v2sh50@yandex.ru

Artem L. Sukhonocov — Ph.D., associate professor³; suhonos@mail.ru

Alla R. Lyudvinitskaya — Ph.D., associate professor¹; Ljudvinickaja@yandex.ru

Riad D. Dzhafarov — general director⁴; nkmz@nkmz.ru

Fedor V. Dragan — post-graduate⁵; fedor.dragan@gmail.com

¹Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation

²Engineering company "Inkomp-neft", Ufa, Russian Federation

³Ufa State Aviation Technical University, Ufa, Russian Federation

⁴Trade house Neftekamsk machine building plant, Neftekamsk, Russian Federation

⁵Scientific and manufacturing company "Geofizika", Ufa, Russian Federation

Abstract

In the article discussed the method of gas withdrawal from a packer with the use of polymeric reinforced small-diameter pipeline.

Mathematic model for hydrate formation in the pipeline is described considering irregularity of temperature distribution along well bore in conditions of permafrost. Hydrate formation rate is evaluated.

Materials and methods

Runge-Kutta method was used for calculations.

Results

In the article the issue regarding possibility of hydrate formation in small-diameter pipeline is discussed. Rate for hydrate layer growth and depth of possible formation is defined.

Conclusions

1. Gas accumulation under packer in a wellbore is grounded because gas is accumulated after discharging from ring stream in case of laminar bubble flow and excluding receiving unit of well pump.
2. Mathematic model describing hydrate formation process in small-diameter

pipeline in quasi-static approximation is created. Specified mathematic model makes it possible to define conditions, in case of which hydration formation is possible. The model makes it possible to predict the rate of hydrate layer growth in a pipeline depending on parameters of gas to be withdrawn by the pipeline and "behind-pipeline" side conditions.

Keywords

packer, well, wateryoil, gasfactor, reinforced polymeric pipeline, gas withdrawal, hydrate formation

References

1. Den'gaev A.V., Drozdov A.N., Verbitskiy V.S., and others. *Problemy nasosnoy dobychi nefti iz skvazhin s negermetichnymi ekspluatatsionnymi kolonnami v OOO "RN-Yuganskneftegaz"* [Problems of pumping extraction of oil from the wells with the unsealed production strings in RN-Yuganskneftegaz LLC]. *Territoriya neftegaz*, 2007, issue 3, pp. 58–61.
2. *Oborudovanie dlya dobychi nefti s vysokim soderzhaniem svobodnogo gaza i opyt ego ekspluatatsii* [Equipment for production of oil with high content of non-associated gas and experience of the equipment maintenance]. Access mode: http://www.novomet.ru/science_files/512810572005.pdf
3. Afanasyev. A. *UETsN s pakerom: opyt TNK-BP* [ESCP with packer: experience of TNK-BP]. *Neftegazovaya vertikal'*, 2011, issue 11, pp. 70–73.
4. Yagutin R.A., Sakhan' A.V., Kostyuchenko S.A. *Opyt remontno-izolyatsionnykh rabot v slozhnykh geologicheskikh usloviyakh OOO "RN-Purnetegaz"* [Experience of repair and insulation works in the complicated geological conditions RN-Purnetegaz LLC]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2012, issue 12, pp. 64–68.
5. Spiridonov E.K. *Konstruktsii zhidkostnogozostroynykh nasosov. Sostoyanie i perspektivy* [Gas-jet pumps design. Condition and perspectives] *Vestnik YuUrGU*, 2005, issue 1, pp. 94–104.
6. Chursin K.V., Nikolaev O.S. *Ogranichenie vodopritoka metodom ustanovki pakernykh sistem s kabel'nyim vvodom. Energoberegayushchie pakernye tekhnologii* [Water suppression by method of packer system installation with a cable input. Energy saving technologies] *Engineering practice*, 2012, issue 9.
7. Aminev M.Kh., Shamilov F.T., Shaydakov V.V., Shaydakov E.V., Afanasyev A.V. *Opytno-promyshlennyye ispytaniya pakernoy komponovki s tekhnologiyey otvoda gaza* [Experimental industrial testing of the packer arrangement with gas withdrawal technology]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2011, issue 9, pp. 37–40.
8. Aminev M.Kh., Shamilov F.T., Shaydakov V.V., Shaydakov E.V., Afanasyev A.V. *Opytno-promyshlennyye ispytaniya pakernoy komponovki s tekhnologiyey otvoda gaza* [Experimental industrial testing of the packer arrangement with gas withdrawal technology]. *Neft' Rossii*, 2011, issue 9.
9. Kireev A.M. *Pakerno-yakornoe oborudovanie i tekhnologii dlya stroitel'stva, osvoeniya, ekspluatatsii i remonta skvazhin* [Packer and anchor equipment and technologies for wells construction, development, maintenance and repair]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2012, issue 12, pp. 54–60.
10. Bondarev E.A., Gabysheva L.N., Kanibolotsky M.A. *Modelirovanie obrazovaniya gidratov pri dvizhenii gaza v trubakh* [Hydrates development stimulation at gas flow in the pipes] *Izv. AN USSR. Mechanics of liquid and gas*, 1982, issue 5, pp. 105–112.
11. Khayrullin M.Kh., Shamsiev M.N., Morozov P.E., Tulupov L.A. *Modelirovanie gidratoobrazovaniya v stvoile vertikal'noy gazovoy skvazhinyy* [Hydrates development stimulation in the gas vertical well]. *Vychisl.tekhnologii*, 2008, Vol. 13, issue 5, pp. 88–94.
11. Argunova K.K., Bondarev E.A., Rozhin I.I. *Matematicheskie modeli obrazovaniya gidratov v gazovykh skvazhinakh* [Mathematical models of hydrates development in the gas wells]. *Kriosfera Zemli*, 2011, Vol. XV, issue 2, pp. 65–69.