

Отвод газа в компоновке «УЭЦН с пакером»

В.В. Шайдаков

доктор технических наук, профессор¹
директор²
v1v2sh50@yandex.ru

А.Л. Сухонос

кандидат физико-математических наук, доцент³
suhonos@mail.ru

А.Р. Людвиницкая

кандидат технических наук, доцент¹
Ljudvinickaja@yandex.ru

Р.Д. Джафаров

генеральный директор⁴
nkmz@nkmz.ru

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

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

³Уфимский государственный авиационный технический университет, Уфа, Россия

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

Негерметичность обсадной колонны приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции нефтяных скважин. Рассматриваются компоновки «УЭЦН с пакером», и, в частности, с отводом газа по капиллярному трубопроводу. Представлен опыт использования компоновок, изложен подход к оценке отложения гидратов в капиллярном трубопроводе.

Материалы и методы

Метод Рунге-Кутты. Метод численного решения стационарного уравнения теплопроводности из условий Стефана.

Ключевые слова

негерметичность обсадной колонны, пакер, отвод газа, капиллярный трубопровод, глубинный насос, образование гидратов, условие Стефана, тепловой поток

Значительное количество скважин на «старых» нефтяных месторождениях эксплуатируется с негерметичной колонной. Причинами возникновения негерметичности эксплуатационной колонны могут быть [1, 2]: длительный срок эксплуатации скважины в условиях высокой коррозионной активности добываемой продукции, разрушение колонны из-за тектонических движений земной коры, брак при выполнении тампонажных работ при бурении скважин, размыв цементного камня пластовыми водами.

Негерметичность приводит к резкому обводнению добываемой продукции. Например, по данным [3] 472 скважины выбыли в бездействующий фонд по причине обводненности добываемой продукции. Предварительные исследования этих скважин показали, что 74 из них имеют перспективы ввода в эксплуатацию в случае ликвидации последствий негерметичности эксплуатационной колонны. Проблема обычно решается либо проведением ремонтно-изоляционных работ (РИР), либо использованием пакерных компоновок. Технологии с использованием пакерных компоновок существенно дешевле РИР. Экономия в случае отказа от технологии РИР в пользу технологии ЭЦН с пакером составляет порядка 1 млн руб. на каждую операцию (индекс прибыльности — 1,5, срок окупаемости — меньше года) [3]. Кроме того, проведя ремонтные работы в одном интервале, по истечении некоторого времени мы можем столкнуться с негерметичностью в другом. То есть количество проводимых РИР при их дороговизне непрерывно растет, а значит, растут и затраты [4].

Основные производители скважинного глубинного оборудования в настоящее время предлагают пакеры с кабельным вводом различного принципа действия, которые обеспечивают их надежную работу с УЭЦН.

Проблему при использовании технологии УЭЦН с пакером создает накапливающийся под пакером газ, который приводит к срыву подачи насоса. Следует также отметить, что в пакерных компоновках установка пакера делает подвеску более жесткой, увеличивая вероятность «полета». При очередном текущем ремонте рекомендуется менять НКТ над насосным агрегатом на новые.

Применение находят одно- и двухпакерные компоновки. При эксплуатации скважин с данными компоновками нашли применение несколько технологий. В первую очередь стремятся максимально возможно увеличить глубину подвески насоса. При значительном газовом факторе до 180 м³/м³ используются насосы с диспергатором, измельчающим газы в виде пузырей до получения квазигомогенной смеси. По данным производителей глубинно-насосного оборудования при содержании газа на приеме более 20–30%, целесообразно ставить диспергаторы. Однако технологические службы большинства добывающих компаний устанавливают диспергаторы, начиная уже с 10% свободного газа на приеме. Также применяют мультифазные насосы, устойчиво

работающие в газонасыщенных средах.

В скважинах с большим газовым фактором необходимо отводить газ в интервал выше пакера, либо в колонну НКТ, либо до устья и далее в сборный коллектор.

Применение также находят технологии с использованием струйного насоса для отвода газа. Конструкцию струйных насосов первого поколения относят к низкоэффективным из-за габаритных ограничений и особенностей строения [5]. Данные струйные насосы при их простоте конструкции относятся к нерегулируемым аппаратам, в которых конструктивные параметры должны жестко соответствовать технологическим параметрам, изменение которых параметров резко снижает эффективность струйных насосов. Подбор конкретного насоса производится на основе геолого-технических данных планируемых к эксплуатации пластов и рабочих параметров УЭЦН [6]. Проблема не только в получении достоверной информации, но и в том, что условия работы могут меняться во времени. Для подбора насоса с конкретными параметрами нужно знать давление на входе в сопло, на выходе из диффузора, давление в камере смешения и давление в приемной камере. Для внедрения струйных технологий требуется достаточно высокая квалификация технологов, а чаще привлечение сторонних организаций. Нестабильные условия, некорректно подобранная конструкция струйного насоса приводят к тому, что в скважине вместо откачки газа струйный насос выполняет роль штуцера, расположенного выше УЭЦН.

Применение струйных насосов в нефтедобыче началось в США в 40-е гг. двадцатого столетия. В СССР первый струйный насос был применен в 1958 году на промысле Азербайджана. Но до сих пор, при всей их привлекательности, широкого внедрения в добыче нефти они не нашли, используются в основном при ремонтных работах.

Отвод газа из-под пакера с помощью клапанных устройств на практике не находит широкого применения из-за проблем с забиванием клапана механическими примесями, нефтью, отложением солей, гидратов.

Технология эксплуатации скважин с негерметичной колонной, используя УЭЦН с пакером, была впервые массово внедрена в 2010 г. По результатам эксплуатации в 2010–2012 гг. 31 скважина были сделаны следующие выводы:

1. Без отвода газа компоновку УЭЦН с пакером целесообразно использовать при газовом факторе до 180 м³/м³.
2. Применение струйного насоса в компоновке «УЭЦН-пакер» наиболее эффективно при расположении насосного агрегата на расстоянии от пакера не менее 500 м.
3. При газовом факторе 180–300 м³/м³ целесообразно использовать газоотводную трубку. Причем отвод газа проводить до устья, используя капиллярные полимерные армированные трубопроводы, как

наиболее приспособленные для данной технологии.

4. При газовом факторе более $300 \text{ м}^3/\text{м}^3$ наиболее эффективна двухпакерная компоновка

В последнее время в нефтедобыче все чаще находит применение технология отвода газа с использованием капиллярных трубопроводов. Газ отводится из-под пакера либо в НКТ выше насоса, либо до устья. [7, 8, 9].

Примеры использования газоотводной трубки

На скважине в интервале 2021–2037 м выявлена негерметичность эксплуатационной колонны. Скважина была оснащена пакером и скважинным капиллярным полимерным армированным трубопроводом СКТ-7/16 внутренним диаметром 7 мм производства инжиниринговой компании «Инкомп-нефть», который отводит газ из-под пакера на устье и далее в буферную линию. На глубине 2289 м размещён насос УЭЦН-80-2300 м. Дебит — $80 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На скважине в интервале 1972–2077 м выявлена негерметичность эксплуатационной колонны. Скважина была оснащена пакером с кабельным вводом гидромеханический П-ЭГМ, установленным на глубине 2263 м, скважинным капиллярным трубопроводом СКТ-7/16 внутренним диаметром 7 мм. Глубина подвески насоса УЭЦН-80-2300 составила 2484 м. Давление устьевое — 1,5 МПа. Дебит — $70 \text{ м}^3/\text{сут}$. Обводнённость — 90%. На глубине 20 м от устья установлена вводная муфта, через которую газ из-под пакера по капиллярному трубопроводу поступает в НКТ.

В обоих случаях отвод газа из-под пакера с помощью полимерного армированного трубопровода позволил избежать срыва работы насоса.

Отвод газа может производиться по трубопроводу в НКТ и на устье. В чем преимущество отвода газа до устья? Это возможность контролировать процесс и диагностировать состояние капиллярного трубопровода. При необходимости есть возможность продуть канал азотом, закачать в интервал под пакером химические реагенты. В случае отложения гидратов промыть трубку метанолом.

Подбор оборудования производится по свойствам пластового флюида и газа, газовому фактору, параметрам насоса, термобарическим условиям. В результате



Рис. 1 — Полимерный армированный трубопровод СКТ-7/16

анализа данных определяются параметры газоотводной трубки, необходимость оснащения фильтром и условие отвода газа. Оценивается вероятность и интервал отложения гидратов. В качестве газоотводной трубки применяется капиллярный полимерный армированный трубопровод СКТ-7/16 (рис. 1). В данных системах также могут использоваться полимерные капиллярные трубопроводы, бронированные металлической лентой или металлические с проволочной бронировкой, но надежность их существенно ниже. В зарубежной практике находят применение толстостенные металлические трубопроводы с диаметром канала 6, 8, 16, 20 мм.

Полимерный армированный проволочной трубопровод состоит из внутреннего полимерного канала, армирующей оплетки и внешнего защитного слоя полимера. Наибольшее распространение получили системы с полимерными армированными трубопроводами, диаметром проходного канала 7 мм и наружным диаметром 16 мм, диаметром проволочной оплетки 0,8–1,2 мм. Трубопроводы эксплуатируются при температуре от -50 до $+120^\circ\text{C}$, допустимым давлением 25 МПа.

Преимуществами применения полимерных армированных трубопроводов являются: высокая химическая стойкость и механическая прочность особенно при значительной радиальной деформации.

Инжиниринговой компанией «Инкомп Нефть» успешно оборудовано более 20 скважин системами отвода газа из-под пакерного интервала. Основываясь на опыте применения отвода газа по полимерному армированному трубопроводу в компоновке «УЭЦН с пакером», можно сделать вывод, что данная технология весьма эффективно справляется с поставленной задачей и позволяет эксплуатировать скважины, оборудованные УЭЦН с пакером, даже при высоком газовом факторе.

По трубопроводу отводится влажный газ, поэтому возникает опасность отложения гидратов, особенно в интервалах вечной мерзлоты. В области локального понижения температуры возникают условия для гидратообразования.

Нами была рассмотрена задача по определению скорости образования гидратного слоя и области возможного локального ускорения потока газа. Для получения модели принималось что газ, выделяющийся из нефти — метан. Рассматривалось 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.

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:

$$\begin{cases} \frac{dp}{dz} = -\rho g - \frac{\psi \sqrt{\pi} M^2}{4S^{5/2} \rho}, \\ \frac{dT}{dz} = -\frac{g}{c_p} + \frac{\alpha_w (T_w - T)\pi D}{Mc_p} + \varepsilon \frac{dp}{dz}. \end{cases} \quad (1)$$

Здесь координата z отсчитывается вдоль оси трубки, 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 (1) задаются начальные условия

$$\begin{cases} p(0) = p_1, \\ T(0) = T_1. \end{cases} \quad (2)$$

где p_1 и T_1 — давление и температура на входе в трубопровод.

Система (1) дополняется уравнением состояния:

$$\rho = p / (Z_0 RT). \quad (3)$$

где коэффициент сверхсжимаемости газа задается уравнением Латонова-Гуревича:

$$Z_0(p, T) = \left[0.17376 \ln \left(\frac{T}{T_c} \right) + 0.73 \right]^{p_c} + 0.1 \frac{p}{p_c}. \quad (4)$$

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

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

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 $T_p = T_p(r, z, t)$ в толще материала трубки, т.е. $T_w = T_p(r_0, z, t)$, где r_0 — внутренний радиус трубки. Заметим, что тепломассоперенос через канал трубопровода достаточно мал по сравнению с тепломассопереносом в скважине, так что можно принять, что поток газа в трубопроводе практически не влияет на температурное поле.

На границе раздела фаз, следуя [10–12], запишем условие Стефана в виде:

$$\rho_h l_h \frac{d\xi}{dt} = -\lambda_h \left. \frac{dT_h}{dr} \right|_{r=r_0-\xi} + \alpha_w [T_h(r_0 - \xi) - T]. \quad (6)$$

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 (1) 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.

На внешней и на внутренней стенке трубопровода, в отсутствии гидратного слоя, задаются граничные условия третьего рода:

$$\begin{cases} T_h(r_0 - \xi) = T_f, \xi > 0 \\ \lambda_p \left. \frac{dT_p}{dr} \right|_{r=r_0} = \alpha_w (T_p - T) \\ -\lambda_p \left. \frac{dT_p}{dr} \right|_{r=R} = \alpha_{ps} (T_p - T_s). \end{cases} \quad (7)$$

Здесь T_p — температура материала стенки трубки, 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, — теплопроводность полипропилена.

Учитывая анализ, проведенный в [10], примем, что движение фазового фронта происходит достаточно медленно, чтобы считать температурное поле установившимся в любой момент времени. Тогда, решая стационарное уравнение теплопроводности, для участков, не покрытых гидратом, найдем температуру внутренней стенки трубки:

$$T_w = \frac{\lambda_p [T_s - T]}{\alpha_w r_0 \left[\frac{\lambda_p}{\alpha_w r_0} + \frac{\lambda_p}{\alpha_{ps} R} + \ln \frac{R}{r_0} \right]} + T. \quad (8)$$

Для участков, покрытых гидратным слоем, из условия Стефана (6) и стационарного уравнения теплопроводности найдем уравнение движения фазового фронта:

$$\frac{d\xi}{dt} = \frac{\lambda_p (T_f - T_s)}{\rho_h l_h (r_0 - \xi) \left(\frac{\lambda_p}{R \alpha_{ps}} + \frac{\lambda_p}{\lambda_h} \ln \left(\frac{r_0}{r_0 - \xi} \right) + \ln \frac{R}{r_0} \right)} + \frac{\alpha_w}{\rho_h l_h} [T_f - T]. \quad (9)$$

Таким образом, на каждом временном слое из уравнений газовой динамики (1) находим распределение давления и температуры в потоке, и пробагая вдоль оси трубки, определяем распределение толщины гидратного слоя из уравнения (9) и температуру внутренней стенки трубки из соотношения (8).

Приведем пример численных расчетов при следующих параметрах: $M = 0.008$ кг/с, $R = 8$ мм, $r_0 = 3.5$ мм, $p_1 = 6$ МПа, $T_1 = 330$ К, $\alpha_{ps} = 19$ Вт/м² · К, $\rho_h = 800$ кг/м³, $l_h = 510$ кДж/кг, $\lambda_p = 2$ Вт/м · К, $\lambda_h = 0.2$ 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 (274К), 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. 2 приведено распределение толщины гидратного слоя по глубине трубопровода, через 2 часа 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_h , от времени (рис. 3).

При более низких значениях входного давления гидрат может не откладываться на стенках трубопровода. Например, при $p_1 = 3$ МПа численный эксперимент показал, что слой гидрата не образуется, если остальные параметры численного эксперимента оставить прежними. Уменьшение же массовых расходов газа при неизменных входных давлениях, 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

Построена математическая модель, которая позволяет прогнозировать вероятность начала образования и скорость роста гидратного слоя в зависимости от давления в забое, градиента температуры по стволу скважины и состава газа. В свою очередь это позволит прогнозировать срок безребойной работы системы по отводу газа. И при необходимости устанавливать периодичность продувки полимерного армированного трубопровода для разрушения и удаления гидратного слоя с целью сохранения пропускной способности.

Список используемой литературы

1. Денгаев А.В., Дроздов А.Н., Вербицкий В.С. и др. Проблемы насосной добычи нефти из скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами // ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» // Территория Нефтегаз. 2007. № 3. С. 54–58.
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-Пурнетегаз» // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 12. С. 64–67.
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. Опыт-промышленные испытания пакерной компоновки с технологией отвода газа // Нефть. Газ. Новации. 2011. №9.
8. Аминев М.Х., Шамилов Ф.Т., Шайдаков В.В., Шайдаков Е.В., Афанасьев А.В. Опыт-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.54–59.

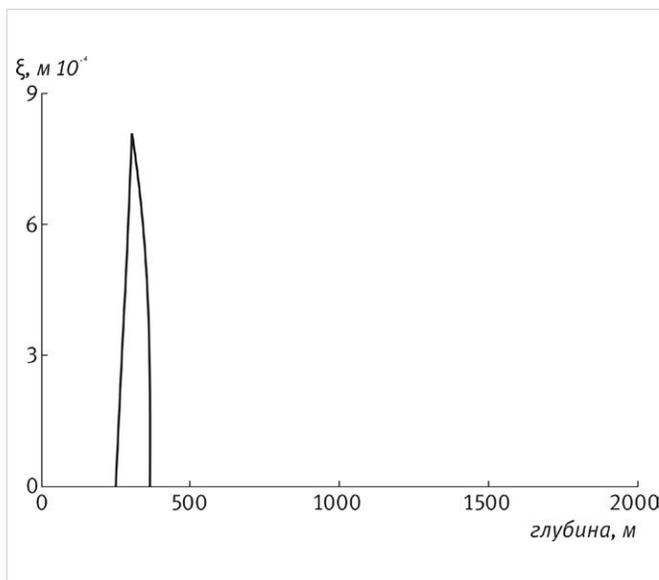


Рис. 2 — Распределение слоя гидрата вдоль оси трубопровода

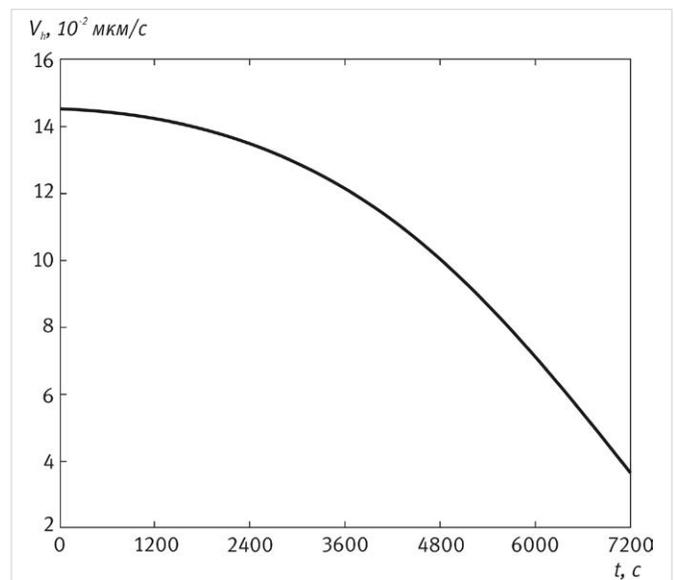


Рис. 3 — Скорость гидратообразования в зависимости от времени

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.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Gas withdrawal in the arrangement “ESCP with packer”

UDC 622.276

Authors:

Vladimir V. Shaydakov — ph.d, professor¹, director²; v1v2sh50@yandex.ru

Artem L. Sukhonosov — 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

¹Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation

²Engineering company “Inkomp-neft” LLC, Ufa, Russian Federation

³Ufa State Aviation Technical University, Ufa, Russian Federation

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

Abstract

Leakage of casing column is a cause of fast water increase in products of oil-wells. The article discussed layout plan of “ESCP with packer”, in particular a gas withdrawal through capillary pipeline. It is described the designs packer with Inkompneft capillary pipeline. Experience of arranges applications is given. An approach to hydrates deposition in the capillary pipeline assessment is covered.

Materials and methods

Runge-Kutta method. Method for the

numerical solution of steady-state heat equation the Stefan problem.

Results

The article considered a possibility of hydrates deposition in the small bore pipeline. Hydrates increase rate and depth of possible deposition are determined.

Conclusions

It was designed a mathematical model to forecast the possibility of commencement and rate of growth of the hydrate layer formation and depending on the bottomhole pressure,

temperature gradient of bore hole and gas composition. That, in its turn, allows making a prognosis of the time of uninterrupted performance of the gas withdrawal system. In case of necessity to set the periodicity of the armored polymer pipeline purging to destruct and remove the hydrate layer to save the flow capacity.

Keywords

leakage of casing column, packer, gas withdrawal, capillary pipeline, deep-well pump, hydrates deposition, Stefan condition, heat flow rate

References

- 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. 54–58.
- 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
- Afanasyev. A. *UETsN s pakermom: opyt TNK-BP* [ESCP with packer: experience of TNK-BP]. *Neftegazovaya vertikal'*, 2011, issue 11, pp. 70–73.
- Yagutin R.A., Sakhan' A.V., Kostyuhenko 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. 64–67.
- Spiridonov E.K. *Konstruktivnykh nasosov. Sostoyanie i perspektivy* [Gas-jet pumps design. Condition and perspectives] *Vestnik YuUrGU*, 2005, issue 1, pp. 94–104.
- Chursin K.V., Nikolaev O.S. *Ogranichenie vodopritoka metodom ustanovki pakernykh sistem s kabel'nykh vvodom. Energoberegayushchie pakernye tekhnologii* [Water suppression by method of packer system installation with a cable input. Energy saving technologies] *Engineering practice*, 2012, issue 9.
- Aminev M.Kh., Shamilov F.T., Shaydakov V.V., Shaydakov E.V., Afanasyev A.V. *Opytno-promyshlennyye ispytaniya pakernoy komponentki s tekhnologiyey otvoda gaza* [Experimental industrial testing of the packer arrangement with gas withdrawal technology]. *Neft' Gaz. Novatsii*, 2011, issue 9.
- Aminev M.Kh., Shamilov F.T., Shaydakov V.V., Shaydakov E.V., Afanasyev A.V. *Opytno-promyshlennyye ispytaniya pakernoy komponentki s tekhnologiyey otvoda gaza* [Experimental industrial testing of the packer arrangement with gas withdrawal technology]. *Neft' Rossii*, 2011, issue 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. 54–59.
- 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.
- Khayrullin M.Kh., Shamsiev M.N., Morozov P.E., Tulupov L.A. *Modelirovanie gidratoobrazovaniya v stvoles vertikal'noy gazovoy skvazhiny* [Hydrates development stimulation in the gas vertical well]. *Vychisl. tekhnologii*, 2008, Vol. 13, issue 5, pp. 88–94.
- 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.