ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья
УДК 622.27

Методика расчета технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте

Д.В.МАРДАШОВ, А.В.БОНДАРЕНКО✉, И.Р.РАУПОВ
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

***Как цитировать эту статью*:** Мардашов Д.В., Бондаренко А.В., Раупов И.Р. Методика расчета технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 881-894. DOI: 10.31897/PMI.2022.16

***Аннотация*.** Представлен метод автоматизированного расчета технологических параметров закачки неньютоновских жидкостей в скважину при подземном ремонте. На первом этапе алгоритм обрабатывает исходную кривую течения или вязкости с целью определения реологических параметров и коэффициентов, входящих в уравнения реологических моделей неньютоновских жидкостей. На втором этапе на основе данных предыдущего этапа программа рассчитывает конструкции скважины и режимы работы насоса, допустимые значения расхода и вязкости жидкости для предупреждения возможного гидравлического разрыва пласта. По результатам расчетов и построенных зависимостей принимается решение о необходимости изменения технологических параметров закачки неньютоновской жидкости и/или ее состава (содержания компонентов, химической основы) с целью предотвращения нарушения технологической операции. Например, непреднамеренного образования трещин вследствие гидроразрыва пласта. Автогидроразрыв пласта может приводить к катастрофическим поглощениям и, как следствие, к повышенному расходу технологических жидкостей, закачиваемых в скважину во время подземного ремонта. Кроме того, повышается риск неконтролируемого прорыва газа по высокопроводящим каналам.

***Ключевые слова*:** математическое моделирование; алгоритмы расчета; глушение скважин; подземный ремонт скважин; полимерный состав; реологические исследования; технологические параметры; критическая вязкость; давление разрыва пласта

***Поступила*: 17.09.2021** ***Принята*: 07.04.2022** ***Онлайн*: 16.05.2022** ***Опубликована*: 29.12.2022**

Введение. В процессе разработки нефтяных месторождений наблюдается постепенное снижение энергетического потенциала пласта. При этом эксплуатация скважин сопровождается периодически возникающими осложнениями, к которым относятся ухудшение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта, прорыв газа или воды по высокопроницаемым каналам из выработанных интервалов пласта, механический износ подземного оборудования и др. Для их ликвидации и поддержания целевого уровня добычи нефти требуется проведение текущих и капитальных ремонтных работ [1, 2]. К подготовительным этапам проведения таких работ относится глушение скважин, заключающееся в закачке технологической жидкости (ТЖ) в ее ствол для предотвращения возникновения газонефтеводопроявлений.

Одним из основных условий успешного глушения скважин является правильный подбор технологических жидкостей для конкретных условий, ограниченных по геолого-физическим параметрам (например, проницаемости, пористости) и техническим характеристикам установок для закачки (подаче или давлению). Для этого осуществляется комплекс лабораторных экспериментов, который включает в себя физико-химические, реологические и фильтрационные исследования [3-5]. Анализ полученных результатов позволяет всесторонне изучить свойства и выбрать наиболее эффективную жидкость для рассматриваемых условий.

На основании многолетней практики проводимых работ по глушению скважин в России и мире выделяется следующее разнообразие жидкостей, которые можно классифицировать в зависимости от условий применения (табл.1) [6-8].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 881-894
DOI: 10.31897/PMI.2022.16
© Д.В.Мардашов, А.В.Бондаренко, И.Р.Раупов, 2022

Таблица 1

Область применения основных типов жидкостей глушения скважин

Технологическая жидкость	Условия применения							
	Обводненность ≥ 60 %	Обводненность < 60 %	Низкое пластовое давление (аномально низкое пластовое давление, недокомпенсация)	Аномально высокое пластовое давление	Высокотемпературные пласты (>80 °С)	Водочувствительные (глинистые) коллекторы	Высокопроницаемые пласты, естественные или искусственные трещины	Газовые и газоконденсатные залежи, высокий газовый фактор (>200 м³/м³)
Водные системы								
Техническая вода	+	–	–	–	+	–	–	–
Пластовая минерализованная вода	+	–	–	–	+	+	–	–
Водные растворы неорганических солей	+	–	–	+	+	+	–	–
Глинистые суспензии	+	–	–	+	+	–	–	–
Пенные составы	+	+	+	–	+	+	–	+
Углеводородные системы								
Товарная нефть	–	+	+	–	+	+	–	–
Загущенная нефть	–	+	+	–	–	+	–	–
Блокирующие системы								
Инвертно-эмульсионные	+	+	+	+	+	+	+	+
Известково-битумные	+	+	+	+	+	+	+	+
Полимерные	+	+	+	+	+	+	+	+

Согласно табл.1, блокирующие составы (полимерные, инвертно-эмульсионные и известково-битумные системы) зарекомендовали себя как эффективные ТЖ для глушения скважин в широком диапазоне условий проводимых работ [9-11]. При этом их применение наиболее экономически целесообразно в условиях высокого газового фактора, наличия сероводорода, наличия естественной или искусственной (ранее проведенного гидравлического разрыва пласта) трещиноватости коллекторов, аномально низкого пластового давления. В таком случае снижается риск возможного прорыва газа в скважину и поглощения жидкости глушения в призабойную зону пласта [12, 13].

Постановка проблемы. Разработка химических реагентов для объектов нефтедобычи, в частности для конкретных объектов с заданными геолого-физическими условиями, должна осуществляться путем проведения тщательных лабораторных исследований, включающих физико-химические, реологические и фильтрационные эксперименты [14]. Неправильный подбор технологической жидкости может привести к неконтролируемому выбросу пластового флюида, потери части жидкости в результате фильтрации в пласт, ухудшению проницаемости продуктивного пласта и т.д.

При глушении скважин в условиях подземного ремонта также важно соблюдение технологических требований закачки жидкости в скважину [15]. Нарушение регламента работ может привести к удорожанию технологии из-за длительного простоя оборудования, увеличения времени освоения и вывода скважины на режим. Кроме того, важно не допустить образования новых техногенных трещин, вызванных несоответствием параметров закачки установленным значениям [16].

Передовым решением в разработке блокирующих жидкостей является использование линейных и нелинейных (сшитых) полимерных составов с контролируемым по времени гелеобразованием. Скорость изменения вязкости таких составов можно регулировать в широком диапазоне для более эффективного проведения технологических операций [17, 18].

Технологии с применением полимерных составов по сравнению с другими типами ТЖ (табл.1) зарекомендовали себя наиболее надежными способами изоляции высокопроницаемых интервалов пластов, применяющимися с целью предотвращения прорыва воды и газа в добывающие скважины [19].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

В данной статье в качестве примера рассмотрена теоретическая и практическая части реологических исследований полимерных составов, в том числе применяемых для глушения нефтяных скважин при их подземном ремонте [20, 21]. Педставлен разработанный алгоритм расчета и последующего контроля основных технологических параметров закачки полимерных составов в скважину по полученным результатам проведенных реологических исследований.

Методология. Последовательность выполнения реологических исследований с дальнейшей оценкой технологических параметров полимерных составов [4, 22] следующая:

• приготовление полимерного раствора;

• проведение реологических исследований полимерного состава (построение кривой вязкости и кривой течения; оценка начального напряжения сдвига (статического предела текучести);

• выбор реологической модели, наиболее точно описывающей кривую течения или кривую вязкости по значению коэффициента детерминации R^2, максимально близкого к единице;

• определение реологических характеристик, входящих в уравнения реологических моделей (пластической вязкости; предела текучести; конечной вязкости; ньютоновской (начальной) вязкости; максимального напряжения сдвига при измерении; фактора консистенции; показателя текучести);

• расчет технологических параметров закачки полимерного состава в скважину (потерь давления на трение с учетом коэффициентов гидравлического сопротивления при течении вязкоупругих жидкостей; забойного давления для прямого и обратного способов закачки жидкости в скважину; эффективной вязкости полимерного раствора при движении по различным элементам конструкции скважины; общего объема глушения; времени заполнения скважины);

• расчет параметров гидравлического разрыва пласта (давления разрыва пласта; минимального горизонтального напряжения; критической вязкости раствора для заданных значений расхода насоса, при которой произойдет разрыв пласта).

Данный алгоритм (рис.1) представлен в виде программного кода, написанного на языке программирования Object Pascal [23]. Для сокращения затрат времени на проведение расчетов и экспертную оценку полученных результатов был также разработан визуальный интерфейс, составленный в программе Delphi 10 Seattle (рис.2). В основе разработанного авторами алгоритма расчета основных параметров процесса закачки жидкости в скважину лежат стандартные общепринятые уравнения.

Программа предназначена для обработки входных данных, расчета технологических параметров процесса и построения графика зависимости текущего забойного давления от различных характеристик насосного агрегата. Входными параметрами проводимого расчета являются конструкция скважины, режимы работы насоса для закачки (давление и подача), плотность исследуемой жидкости и данные, получаемые с ротационных вискозиметров (скорость и напряжение сдвига, вязкость жидкости) (рис.1).

Приготовление полимерного раствора. Для приготовления полимерного раствора используются точные аналитические весы, верхнеприводная мешалка. Чтобы предотвратить механическое разрушение макромолекул полимера необходимо установить частоту вращения вала мешалки на как можно меньшее значение. При каждом замешивании раствора используются химические посуды с одинаковой геометрией, что предотвращает изменение числа Рейнольдса и режима течения. Завершением приготовления считается полная гидратация полимера в растворителе, о чем свидетельствует отсутствие икринок полимера.

Проведение реологических исследований полимерного состава. Реологические исследования проводятся с использованием ротационного вискозиметра согласно следующим этапам [24, 25]:

• Построение исходной реологической кривой составов (при заданной пластовой температуре) осуществляется в режиме контролируемой скорости сдвига (CR test – Controlled Rate). Суть метода исследований заключается в получении зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при постепенном увеличении последнего параметра от 0 до 300 $с^{-1}$ (кривая течения жидкости).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.16

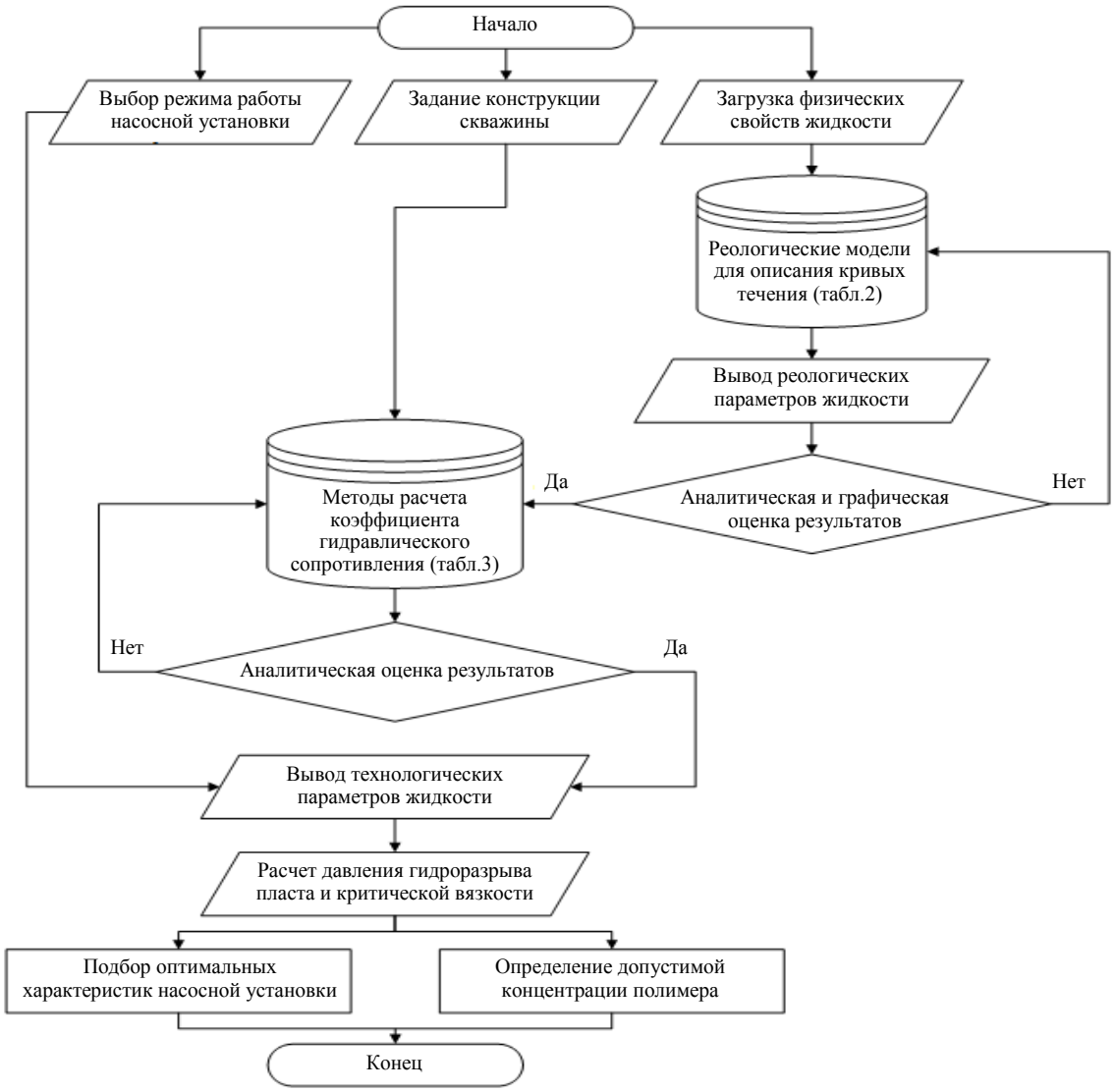


Рис.1. Алгоритм расчета технологических параметров неньютоновских жидкостей

• Определение статического предела текучести (начального напряжения сдвига) (при заданной пластовой температуре) проводится в режиме контролируемого напряжения сдвига (CS test – Controlled Stress) – с увеличивающимся шагом напряжения сдвига в диапазоне заданного временного промежутка, причем чем больше исследуемое время, тем точнее получается значение статического предела текучести. Начальным напряжением сдвига считается максимальное значение напряжения, после достижения которого происходят движение измерительной системы и рост скорости сдвига.

Выбор реологической модели. На данном этапе графическим способом подбирается реологическая модель, наилучшим образом описывающая кривую течения исследуемой жидкости (табл.2). Также выполняется расчет коэффициента детерминации R^2, который характеризует долю вариации зависимой переменной и позволяет оценить качество подбора реологической модели [20, 26, 27].

Определение реологических характеристик. Результатом проведенных исследований и расчетов с использованием предложенного алгоритма является определение реологических характеристик, описывающих природу и поведение исследуемой жидкости (значений пластической вязкости, предела текучести, конечной вязкости, ньютоновской (начальной) вязкости, максимального напряжения сдвига при измерении, фактора консистенции и показателя текучести) [4, 28].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.16

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 881-894
© Д.В.Мардашов, А.В.Бондаренко, И.Р.Раупов, 2022

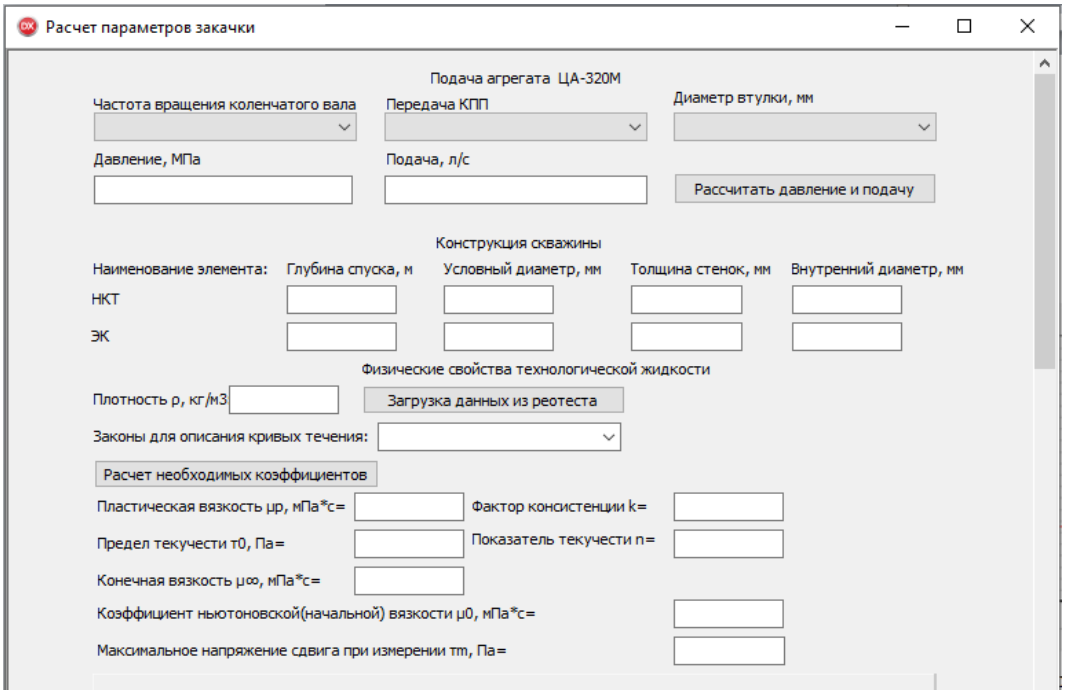


Рис.2. Интерфейс разработанного алгоритма

Таблица 2

Формулы определения вязкости и напряжения сдвига в зависимости от скорости сдвига для различных типов жидкостей

Название реологической модели	Формула зависимости τ от γ	Формула для определения μ
Освальда – де Ваале	$\tau = k\gamma^n$	$\mu = k\gamma^{n-1}$
Голуба	$\tau = \mu_\infty\gamma + \frac{(\mu_0-\mu_\infty)\gamma}{e^{k\cdot\gamma}}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0-\mu_\infty}{e^{k\cdot\gamma}}$
Де Хавена	$\tau = \frac{\mu_0\gamma}{1+\left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$	$\mu = \frac{\mu_0}{1+\left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$
Кригера – Догерти	$\tau = \mu_\infty\gamma + \frac{(\mu_0-\mu_\infty)\gamma}{1+\frac{\tau}{\tau_m}}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0-\mu_\infty}{1+\frac{\tau}{\tau_m}}$
Кросса	$\tau = \mu_\infty\gamma + \frac{(\mu_0-\mu_\infty)\gamma}{1+\alpha\gamma^n}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0-\mu_\infty}{1+\alpha\gamma^n}$
Райнера – Филипова	$\tau = \mu_\infty\gamma + \frac{(\mu_0-\mu_\infty)\gamma}{1+\left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^2}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0-\mu_\infty}{1+\left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^2}$
Метера	$\tau = \mu_\infty\gamma + \frac{(\mu_0-\mu_\infty)\gamma}{1+\left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0-\mu_\infty}{1+\left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$
Эллиса	$\tau = \mu_0\gamma + k\gamma^n$	$\mu = \mu_0 + k\gamma^{n-1}$
Гершеля – Балкея	$\tau = \tau_0 + k\gamma^n$	$\mu = \mu_p + k\gamma^{n-1}$
Кассона	$\tau^{\frac{1}{n}} = \tau_0^{\frac{1}{n}} + (\mu_p\gamma)^{\frac{1}{n}}$	$\mu^{\frac{1}{n}} = \mu_p^{\frac{1}{n}} + \left(\frac{\tau_0}{\gamma}\right)^{\frac{1}{n}}$

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.16

Окончание табл.2

Название реологической модели	Формула зависимости τ от γ	Формула для определения μ
Шведова – Бингама	$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma$	$\mu = \mu_p + \frac{\tau_0}{\gamma}$

Примечание. μ – эффективная вязкость; τ – напряжение сдвига; γ – скорость сдвига; *k* – фактор консистенции; *n* – показатель текучести; μ_0 – ньютоновская (начальная) вязкость; μ_∞ – конечная вязкость; τ_m – максимальное напряжение сдвига при измерении; τ_0 – предел текучести; μ_p – пластическая вязкость; α, *e* – константы.

Поиск значений реологических характеристик проходит в несколько этапов. На первом этапе проводится линейный регрессионный анализ значений вязкости и напряжений сдвига, полученных в результате проведенных реологических исследований. Результатом такого анализа является зависимость вида: $y = a + bx$. Оценка параметров данного уравнения регрессии осуществляется методом наименьших квадратов [29]. При этом, согласно уравнению Шведова – Бингама (табл.2), полученному значению коэффициента *a* соответствует значение предела текучести τ_0, коэффициента *b* – пластическая вязкость μ_p.

Начальная вязкость μ_0 определяется как наибольшее значение вязкости раствора, полученное в результате проведенных исследований, и соответствует пределу текучести τ_0. В то же время минимальному значению вязкости раствора (при $\gamma \to \infty$) соответствует конечная вязкость μ_∞. На основании полученных значений начальной и конечной вязкости выполняется расчет:

$$\mu_{mid} = \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{2} + \mu_\infty. \quad (1)$$

Максимальное напряжение сдвига при измерении τ_m соответствует значению вязкости, полученному по формуле (1), и может быть найдено из сводной таблицы результатов исследований [30].

На следующем этапе выполняется поиск значений фактора консистенции *k* и показателя текучести *n*. А именно, по полученным значениям вязкости и напряжения сдвига строится степенная зависимость вида: $y = ax^b$. Оценка параметров данной степенной регрессии также осуществляется с помощью метода наименьших квадратов [29]. Значению коэффициента *a* соответствует фактор консистенции *k*, а коэффициенту *b* – показатель текучести, согласно уравнению Оствальда – де Ваале (табл.2).

Расчет технологических параметров закачки полимерного состава в скважину. Далее в рассматриваемом алгоритме рассчитываются технологические параметры закачки полимерного состава в скважину: потери давления на трение, забойное давление для прямого и обратного способов закачки жидкости в скважину, эффективная вязкость для различных элементов конструкции скважины, а также общий объем глушения и время заполнения скважины [31, 32].

Забойное давление рассчитывается из значений давления на устье, гидростатического давления и потерь давления на трение:

$$P_{заб} = P_{уст} + \rho g L - \lambda \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2} \rho, \quad (2)$$

где $P_{уст}$ – устьевое давление, МПа; ρ – плотность технологической жидкости, кг/м^3; *L* – глубина скважины, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; *d* – диаметр колонны насосно-компрессорных труб, м; *w* – скорость течения технологической жидкости по колонне труб, м/с.

Использование стандартных методов расчета потерь давления может привести к ошибке ввиду их неприменимости для условий течения вязко-пластических жидкостей по трубам. Наиболее правильным способом расчета гидравлических потерь следует считать методику, учитывающую свойства жидкостей и характер их течения. Именно поэтому на основании числа Рейнольдса подбирается метод расчета коэффициента гидравлического сопротивления в случае движения жидкости в насосно-компрессорных трубах, затрубном пространстве и интервале скважины от глубины спуска труб до забоя.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.16

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 881-894
© Д.В.Мардашов, А.В.Бондаренко, И.Р.Раупов, 2022

В данной работе использованы методы расчета коэффициента гидравлического сопротивления в трубах, представленные в табл.3 [33].

Таблица 3

Методы расчета коэффициента гидравлического сопротивления при течении вязко-пластических жидкостей по трубам

Название метода	Расчет коэффициента
Шищенко Р.И. и Мирзаджанзаде А.Х.	При $\mathrm{Re}' = 80 \div 1000$ $\lambda = \dfrac{32}{\mathrm{Re}'}$; при $\mathrm{Re}' = 1000 \div 2300$ $\lambda = \dfrac{0{,}13}{\sqrt[6]{\mathrm{Re}'}}$, где $\mathrm{Re}' = \dfrac{v d \rho}{\mu}$
Шищенко Р.И. и Ибатулов К.А.	При $\mathrm{Re}' = 2300 \div 40000$ $\lambda = \dfrac{0{,}075}{\sqrt[8]{\mathrm{Re}'}}$; при $\mathrm{Re}' > 40000$ $\lambda = 0{,}02 = \text{const}$, где $\mathrm{Re}' = \dfrac{v d \rho}{\mu}$
Филатов Б.С.	При $\mathrm{Re}' \geq 2800 \div 4000$ $\lambda = 0{,}017 \div 0{,}025$, где $\mathrm{Re}' = \dfrac{v d \rho}{\mu_p \left(1 + \dfrac{\tau_0 d}{6 \mu_p v}\right)}$ При $\mathrm{Re}' < 2000 \div 3000$ $\lambda = \dfrac{64}{\mathrm{Re}'}$; при $\mathrm{Re}' > 2000 \div 3000$ $\lambda = \dfrac{0{,}08}{\sqrt[7]{\mathrm{Re}'}}$, где $\mathrm{Re}' = \dfrac{v d \rho}{\mu_p \left(1 + \dfrac{\tau_0 d}{6 \mu_p v}\right)}$
Мительман Б.И.	Для кольцевого пространства: При $\mathrm{Re}' < 1600$ $\lambda = \dfrac{80}{\mathrm{Re}'}$; при $\mathrm{Re}' \geq 1600 \div 2000$ $\lambda = \dfrac{0{,}012}{\sqrt[7]{\mathrm{Re}'}}$, где $\mathrm{Re}' = \dfrac{v (D - d') \rho}{\mu_p \left(1 + \dfrac{\tau_0 (D - d')}{6 \mu_p v}\right)}$
Метцнер А. и Рид Дж.	При $\mathrm{Re}' < 2100$ $\lambda = \dfrac{64}{\mathrm{Re}'}$; при $\mathrm{Re}' > 2100$ $\lambda = c (\mathrm{Re}')^{-m}$, где $\mathrm{Re}' = \dfrac{v^{2-n} d^n \rho}{\dfrac{k}{8}\left(\dfrac{6n+2}{n}\right)^n}$

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.16

Окончание табл.3

Название метода	Расчет коэффициента
Соловьев Е.М.	Для кольцевого пространства: При $Re' < 1600$ $\lambda = \frac{64}{Re'}$ при $Re' \geq 1600 \div 2000$ $\lambda = 0{,}014 \div 0{,}019$, где $Re' = \frac{\nu d_{экв} \rho}{\mu_p \left(1 + \frac{\tau_0 (D - d')}{\mu_p \nu} \psi\right)}$; $\psi = \frac{D^2 + Dd' + d'^2}{3\left(D^2 - d'^2\right)^2} - \frac{1}{2\ln\frac{D}{d'}}$; $d_{экв} = 2\sqrt{D^2 + d'^2 + \frac{D^2 - d'^2}{\ln\frac{D}{d'}}}$

Примечание. λ – коэффициент гидравлического сопротивления; Re′ – обобщенный критерий Рейнольдса; *c*, *m* – коэффициенты, зависящие от эффективной вязкости жидкости; *v* – средняя скорость течения; *d* – внутренний диаметр трубопровода; *d′* – внешний диаметр трубопровода; *D* – внутренний диаметр эксплуатационной колонны; ρ – плотность жидкости.

Расчет параметров гидравлического разрыва пласта. Для контроля за процессом закачки рассчитано давление гидроразрыва пласта, которое, согласно работе [34] определяется следующей зависимостью:

$$P_{разр} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + T, \tag{3}$$

где T – предел прочности горной породы при одноосном растяжении, МПа; P_p – поровое давление, МПа; σ_h – минимальное горизонтальное напряжение, МПа; σ_H – максимальное горизонтальное напряжение, МПа.

Значения горизонтальных напряжений рассчитываются по следующим формулам [35]:

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu}\sigma_V - \frac{\nu}{1-\nu}\alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_H + \frac{\nu E}{1-\nu^2}\varepsilon_h; \tag{4}$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu}\sigma_V - \frac{\nu}{1-\nu}\alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2}\varepsilon_H, \tag{5}$$

где ν и E – коэффициент Пуассона (д.ед.) и модуль Юнга (ГПа) соответственно; σ_V – вертикальное напряжение, МПа; α – коэффициент Био, д.ед.; ε_H и ε_h – значения максимальных и минимальных деформаций соответственно, д.ед.

Вязкость раствора, при которой произойдет гидроразрыв пласта, определяется по формуле [36]:

$$\frac{P_{разр}}{P_г}\left(\frac{P_{разр}}{P_г} - 1\right)^3 = 5{,}25\frac{1}{(1-\nu)^2}\left(\frac{E}{P_г}\right)^2\frac{Q\mu}{P_г}, \tag{6}$$

где $P_г$ – горизонтальная составляющая горного давления, МПа; Q – расход жидкости, м^3/с; μ – эффективная вязкость жидкости, мПа·с.

С помощью полученного значения вязкости на основе реологических исследований раствора можно определить допустимые концентрации компонентов полимерного состава.

Обсуждение. В результате исследования разработаны алгоритм и программа на его основе для расчета технологических параметров закачки жидкости в скважину с использованием данных, получаемых с ротационных вискозиметров.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.16

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 881-894
© Д.В.Мардашов, А.В.Бондаренко, И.Р.Раупов, 2022

Рассмотрим типовой расчет в программе Delphi 10 Seattle. На первом этапе задаются технологические параметры работы насосного агрегата, диаметр и глубины спуска обсадных колонн. Далее вводятся значения плотности полимерного состава и загружаются данные, полученные ранее в результате реологических исследований. Выбирается реологическая модель для описания кривых течения, например закон Де Хавена (табл.2), и расчитываются реологические характеристики исследуемой жидкости (рис.3). Для анализа полученных результатов выводится график зависимости вязкости от скорости сдвига (рис.4).

Реологическая модель Де Хавена некорректно описывает реологическое поведение рассматриваемого полимерного состава (рис.4, *а*), поскольку построенные кривые значительно отличаются друг от друга, при этом отмечается достаточно низкий коэффициент детерминации (R^2 = 0,18). Однако в случае изменения модели для описания реологических кривых, например на закон Райнера – Филипова (табл.2), наблюдаются схожие кривые с более высоким значением коэффициента детерминации R^2 = 0,62 (рис.4, *б*).

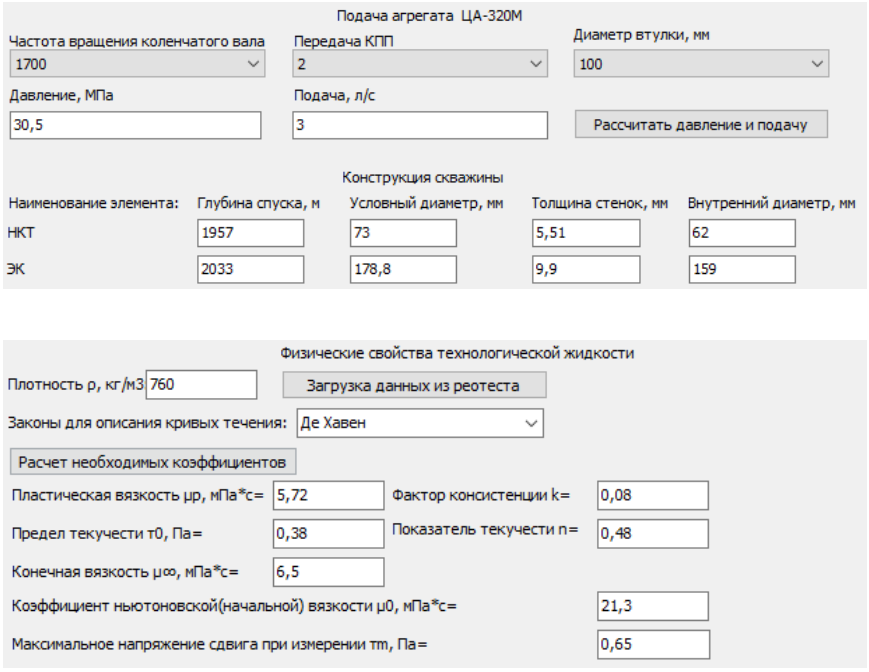


Рис.3. Исходные данные и результаты расчетов реологических характеристик

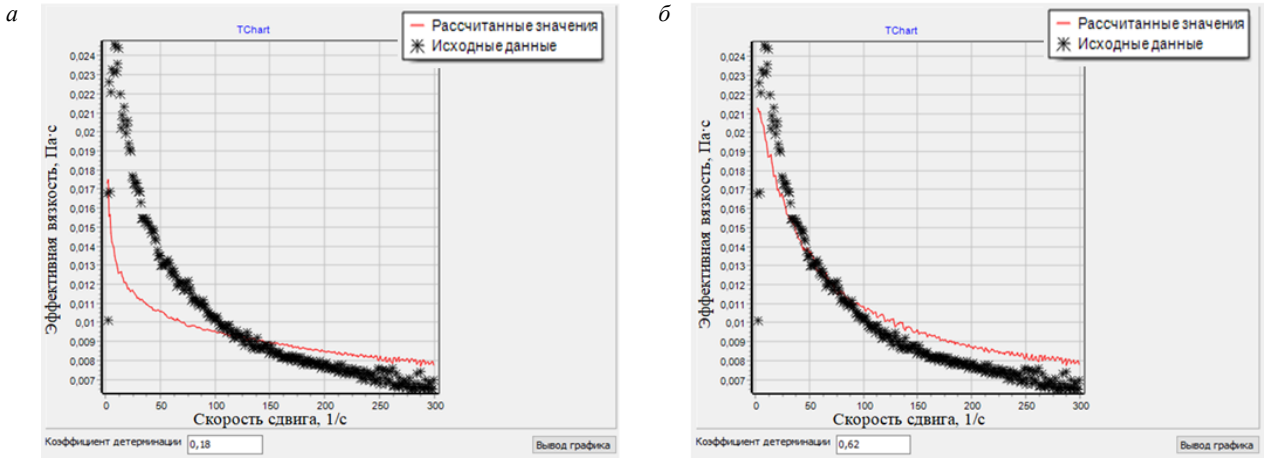


Рис.4. Графики кривой вязкости, построенной по исходным данным и значениям, рассчитанным по законам Де Хавена (*а*) и Райнера – Филипова (*б*)

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.16

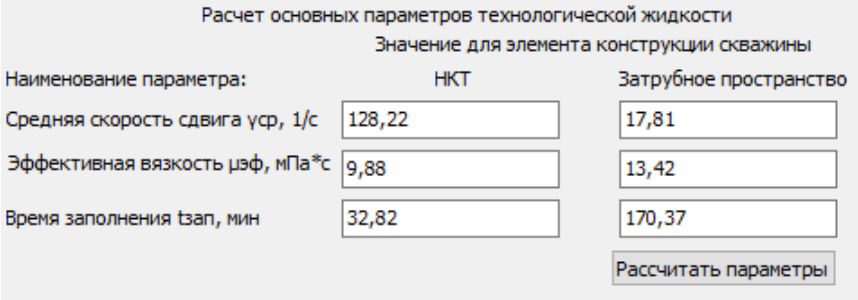


Рис.5. Рассчитанные параметры полимерного состава

После выбора подходящей реологической модели для описания кривых течения проводится расчет средней скорости сдвига, эффективной вязкости полимерного состава и времени заполнения для различных элементов конструкции скважины (рис.5).

Знание реологических свойств жидкости для различных элементов конструкции скважины важно для прогнозирования поведения жидкости и предотвращения возможных осложнений при ее течении по стволу скважины. К таким осложнениям можно отнести невозможность продавки жидкости из-за чрезмерно высокой вязкости [37].

На следующем этапе рассчитываются параметры закачки полимерного состава (рис.6, *а*, *б*). Для этого предварительно подбираются методы расчета коэффициента гидравлического сопротивления для трубного и кольцевого пространства скважины (табл.3).

При анализе полученных результатов (рис.6, *а*) можно заметить, что число Рейнольдса для насосно-компрессорных труб слишком завышено по отношению к числу Рейнольдса, рассчитанного для кольцевого пространства и интервала перфорации. Это свидетельствует о неправильном подборе методов расчета коэффициента гидравлического сопротивления, что влечет за собой ошибку, например, при определении забойного давления (–437,7 МПа). При изменении методов расчета коэффициента гидравлического сопротивления получаются корректные значения параметров закачки полимерного состава (рис.6, *б*).

На последнем этапе для определения давления гидроразрыва пласта и критической вязкости полимерного состава задаются значения напряжений, деформаций и упруго-прочностные свойства горных пород (рис.6, *в*) [38, 39]. Рассчитанное значение давления гидроразрыва пласта (27 МПа) оказалось ниже значения забойного давления (45 МПа) (рис.6, *б*) при закачке полимерного состава. В данном случае отмечается высокой риск гидроразрыва пласта [40, 41].

Полученное значение критической вязкости служит верхним пределом значения вязкости технологической жидкости, выше которого возможно образование техногенной трещины вследствие автогидроразрыва пласта, поэтому необходимо сравнивать текущее значение вязкости с указанным предельным значением [42].

Для визуальной оценки превышения текущего забойного давления над давлением гидроразрыва пласта строится график зависимости забойного давления от подачи насосного агрегата. На графике (рис.7) забойное давление представлено в виде точек, соответствующих различным способам закачки и техническим условиям работы насосного агрегата, а давление гидроразрыва пласта обозначено красной горизонтальной линией. График может служить вспомогательной информацией при выборе оптимальных характеристик насосного агрегата. При этом под прямой закачкой подразумевается заполнение ствола скважины ТЖ через колонну насосно-компрессорных труб. При обратной закачке жидкость поступает в ствол скважины через затрубное пространство.

Текущее забойное давление, отмеченное красным квадратом (точка 1700/2, где 1700 – частота вращения коленчатого вала, а 2 – значение коробки переключения передач), находится выше давление гидроразрыва пласта (рис.7, *а*).

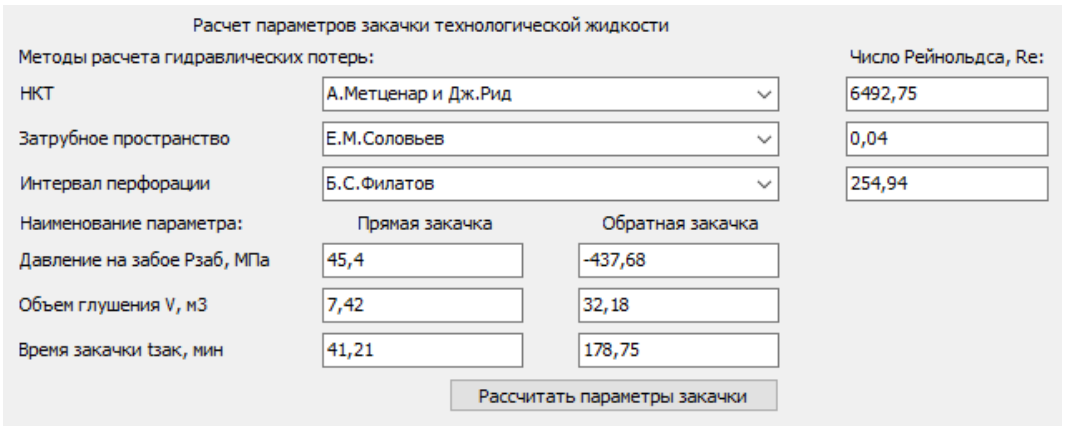
На практике применяются следующие методы предотвращения возникновения гидроразрыва пласта при закачке полимерной композиции в скважину: изменение технологических параметров закачки жидкости в скважину и изменение концентрации компонентов полимерного состава [43].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

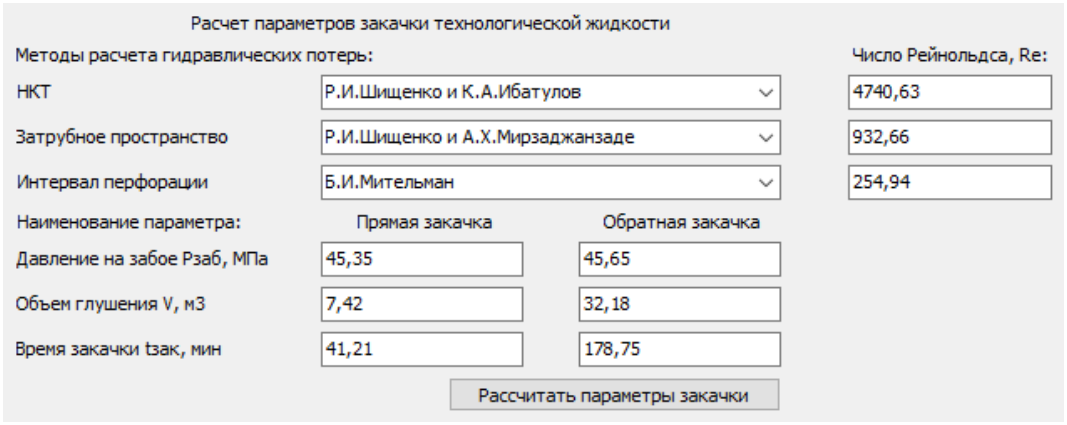
DOI: 10.31897/PMI.2022.16

© Д.В.Мардашов, А.В.Бондаренко, И.Р.Раупов, 2022

а



б



в

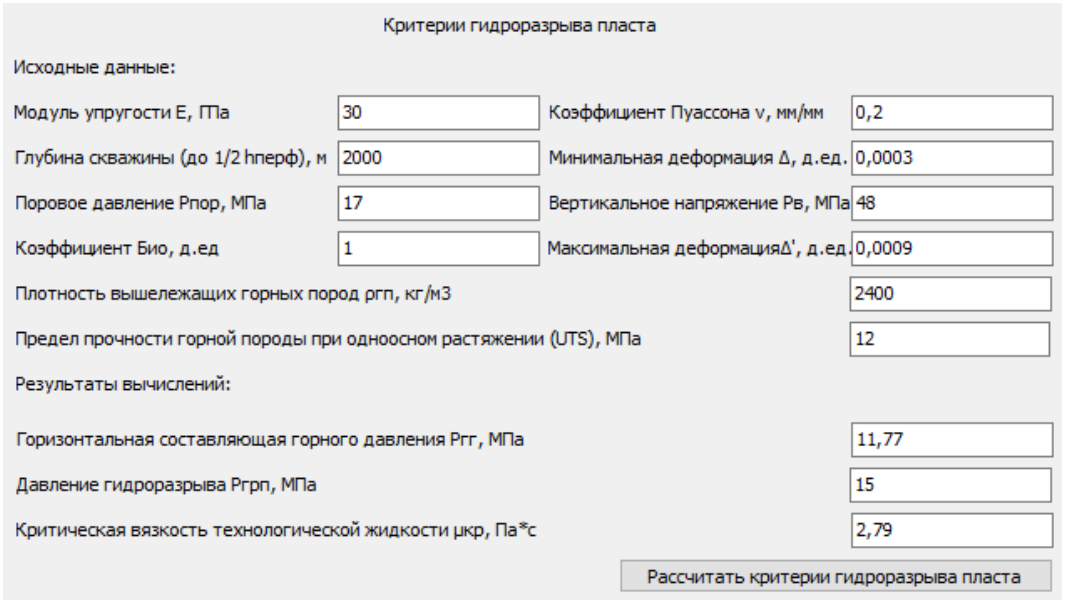


Рис.6. Параметры закачки полимерного состава (*а*, *б*) и критерии гидроразрыва пласта (*в*)

Результаты проведенного расчета, например, при изменении технологических характеристик насосного агрегата, представлены на рис.7, *б*. Полученное текущее забойное давление, отмеченное синим квадратом (точка 1700/4, где 1700 – частота вращения коленчатого вала, а 4 – значение коробки переключения передач), находится ниже давление гидроразрыва пласта (рис.7, *б*).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.16

а

Наименование параметра:	Прямая закачка	Обратная закачка
Давление на забое Рзаб, МПа	45,35	45,65
Объем глушения V, м3	7,42	32,18
Время закачки tзак, мин	41,21	178,75

Рассчитать параметры закачки

б

Наименование параметра:	Прямая закачка	Обратная закачка
Давление на забое Рзаб, МПа	12,93	20,77
Объем глушения V, м3	7,42	32,18
Время закачки tзак, мин	7,68	33,31

Рассчитать параметры закачки

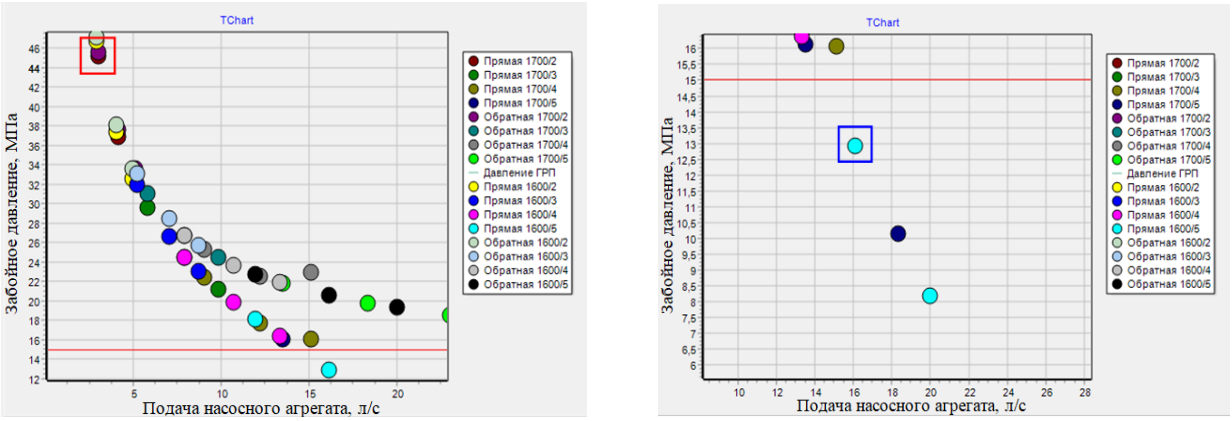


Рис.7. График забойного давления (*а*) и давления гидроразрыва пласта (*б*)

Результаты исследований показали, что применение данной программы позволит специалисту значительно ускорить получение информации об основных параметрах процесса закачки жидкости в скважину при подземном ремонте. Данная информация необходима для составления регламента при планировании подготовительных и ремонтных работ на скважине.

Результаты лабораторных и теоретических исследований, описанные в данной работе, важны при моделировании таких процессов в нефтедобыче как закачка полимерного состава в скважину, в том числе глушение нефтяных скважин при их подземном ремонте. При проведении технологических операций, связанных с закачкой полимерного состава в скважину, возникает необходимость в получении достоверных значений вязкости в зависимости от геологических и термобарических условий пласта. Отсутствие учета влияния рассмотренных физических параметров на вязкость или некорректное его определение могут привести к отрицательным результатам, например, неконтролируемому образованию высокопроводящей трещины [44, 46].

Заключение. Разработанный авторами алгоритм предполагает расчет основных параметров процесса закачки жидкости в скважину на основе информации о конструкции вертикальной скважины, режимах работы насоса, а также реологических характеристиках неньютоновской жидкости.

Программа позволит оптимизировать режим закачки жидкости в скважину. А именно, при расчете критической вязкости, по достижении которой возможен гидравлический разрыв пласта, принимается решение о необходимости изменения технологических параметров закачки неньютоновской жидкости и/или ее состава (содержания компонентов, химической основы). Образование трещин в результате автогидроразрыва пласта может приводить к катастрофическим поглощениям и, как следствие, к повышенному риску кольматации призабойной зоны пласта и увеличенному расходу технологических жидкостей, закачиваемых в скважину во время подземного ремонта. Кроме того, повышается риск неконтролируемого прорыва газа по высокопроводящим каналам.

Предлагаемая программа позволяет предотвратить непреднамеренное образование трещин вследствие гидроразрыва пласта, снизить высокие расходы на простой и ликвидацию возможных осложнений в послеремонтный период, повысить эффективность мероприятий, проводимых на скважинах, путем закачки полимерных составов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

ЛИТЕРАТУРА

1. *Акимов О.В.* Совершенствование технологий глушения скважин при интенсификации разработки низкопроницаемых терригенных коллекторов: Автореф. дис. … канд. техн. наук. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. 23 с.

2. *Рогачев М.К., Стрижнев К.В.* Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 295 с.

3. *Рогов Е.А.* Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. 2020. Т. 242. С. 169-173. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169

4. *Leusheva E., Morenov V., Tabatabaee Moradi S.* Effect of carbonate additives on dynamic filtration index of drilling mud // International Journal of Engineering. 2020. Vol. 33. № 5. P. 934-939. DOI: 10.5829/ije.2020.33.05b.26

5. *Blinov P.A., Dvoynikov M.V.* Rheological and Filtration Parameters of the Polymer Salt Drilling Fluids Based on Xanthan Gum // Journal of Engineering and Applied Sciences. 2020. Vol. 15. Iss. 2. P. 694-697. DOI: 10.36478/jeasci.2020.694.697

6. *Бакирова А.Д., Шаляпин Д.В., Двойников М.В.* Исследование вязкоупругих составов в качестве жидкости глушения скважин // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14. № 4. С. 44-45.

7. *Бондаренко А.В., Исламов Ш.Р., Мардашов Д.В.* Область эффективного применения жидкостей глушения нефтяных и газовых скважин // Материалы Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». 2018. Т. 1. С. 216-221.

8. *Жариков М.Г., Ли Г.С., Копылов А.И. и др.* Разработка и испытание жидкостей глушения и блокирующих составов на углеводородной основе при капитальном ремонте газовых скважин Уренгойского НГКМ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 1. С. 20-23.

9. *Кондрашев А.О., Рогачев М.К., Кондрашев О.Ф.* Водоизоляционный полимерный состав для низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 4. С.63-65.

10. *Нуцкова М.В., Рудяева Е.Ю.* Обоснование и разработка составов для оперативной ликвидации поглощений промывочной жидкости // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 9. С. 15-20. DOI: 10.30713/0130-3872-2018-9-15-20

11. *Quintero L., Ponnapati R., Felipe M.J.* Cleanup of Organic and Inorganic Wellbore Deposits Using Microemulsion Formulations: Laboratory Development and Field Applications Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2017. № OTC-27653-MS. DOI: 10.4043/27653-MS

12. *Jouenne S., Klimenko A., Levitt D.* Tradeoffs Between Emulsion and Powder Polymers for EOR // Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2016. SPE-179631-MS. DOI: 10.2118/179631-MS

13. *Wagle V., Al-Yami A.S., AlSafran A.* Designing invert emulsion drilling fluids for HTPT conditions. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia, April 2018. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. 2018. 13 p. SPE-192192-MS. DOI: 10.2118/192192-MS

14. *Раупов И.Р.* Технология внутрипластовой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом: Автореф. дис. … канд. техн. наук. СПб: Санкт-Петербургский горный университет, 2016, 20 с.

15. *Мардашов Д.В.* Обоснование технологий регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин при подземном ремонте: Автореф. дис. … канд. техн. наук. СПб: Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В.Плеханова (технический университет), 2008. 20 с.

16. *Eoff L.S., Dalrymple E.D., Eijden J.van, Vasquez J.E.* Shallow Penetration Particle-Gel System for Water and Gas Shut-Off Applications // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2008. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2008. Vol. 1. P. 532-538. SPE-114886-MS. DOI: 10.2118/114886-MS

17. *Литвиненко В.С., Николаев Н.И.* Разработка утяжеленных биополимерных растворов для капитального ремонта скважин // Записки Горного института. 2012. Т. 199. С. 375-378.

18. *Elkatatny S.M.* Determination the Rheological Properties of Invert Emulsion Based Mud on Real Time Using Artificial Neural Network. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia, April 2016. SPE-182801-MS. DOI: 10.2118/182801-MS

19. *Гумерова Г.Р., Яркеева Н.Р.* Технология применения сшитых полимерных составов // Нефтегазовое дело. 2017. № 2. С. 63-79. DOI: 10.17122/ogbus-2017-2-63-79

20. *Виноградов Г.В.,* Малкин А.Я. Реология полимеров. М: Химия, 1977. 440 с.

21. *Dandekar A.Y.* Petroleum reservoir rock and fluid properties. Boca Raton: CRC press, 2013. 544 p.

22. *Leusheva E.L., Morenov V.A.* Study on rheological properties of clayless drilling fluids influenced by fractional composition of carbonate weighting agents // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. № 921. 10 p. DOI: 10.1088/1757-899X/921/1/012013

23. Патент № 2020615617 РФ. Программа для расчета технологических параметров закачки жидкости в скважину на основе реологических данных / И.Р. Раупов, А.В. Бондаренко, Д.В. Мардашов. Опубл. 27.05.2020. Бюл. № 6.

24. *Gumerov K.O., Rogachev M.K.* Investigation of rheological properties of water-in-oil emulsions // Life Science Journal. 2014. Vol. 11. № 6s. P. 268-270.

25. *Raupov I.R., Shagiakhmetov A.M.* The results of the complex rheological studies of the cross-linked polymer composition and the grounding of its injection volume // International Journal of Civil Engineering and Technology. 2019. Vol.10. № 2. P. 493-509.

26. *Кирсанов А.Е., Матвеенко В.Н.* Неньютоновское поведение структурированных систем. М.: Техносфера, 2016. 384 с.

27. *Пономарев С.В., Мищенко С.В., Дивин А.Г.* Теоретические и практические аспекты теплофизических измерений: Монография. В 2 кн. Книга 1. Тамбов: Изд-во Тамбовского государственного технического университетата, 2006. 204 с.

28. *Shagiakhmetov A.M., Podoprigora D.G., Terleev A.V.* The study of the dependence of the rheological properties of gelforming compositions on the crack opening when modeling their flow on a rotational viscometer // Periódico Tchê Química. 2020. Vol. 17. № 34. P. 933-939.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

29. *Орлов А.И.* Вероятностно-статические модели корреляции и регрессии // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. 2020. № 160. С. 130-162. DOI: 10.21515/1990-4665-160-011

30. *Шрамм Г.* Основы практической реологии и реометрии. М.: КолосС, 2003. 312 с.

31. *Желонин П.В., Мухаметшин Д. М., Арчиков А.Б. и др.* Обоснование алгоритма выбора технологий глушения скважин // Научно-технический вестник ПАО «НК «Роснефть». 2015. № 2 (39). С. 76-81.

32. *Galimkhanov A., Okhotnikov D., Ginzburg L. et al.* Successful Implementation of Managed Pressure Drilling Technology Under the Conditions of Catastrophic Mud Losses in the Kuyumbinskoe Field. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2019. SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2019. 14 p. SPE-196791-MS. DOI: 10.2118/196791-MS

33. *Булатов А.И.* Системный анализ исследований течения вязко-пластичных жидкостей – глинистых и цементных растворов (Ч. 1) // Бурение и нефть. 2016. № 3. С. 18-23.

34. *Xiaochun Jin, Subhash N. Shah, Jean-Claude Roegiers, Bing Hou*. Breakdown Pressure Determination – A Fracture Mechanics Approach. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 2013. SPE-166434-MS. DOI: 10.2118/166434-MS

35. *Zoback M.D.* Reservoir geomechanics. California: Cambridge University Press, 2007. 449 p.

36. *Осадчий В.К., Ильина Г.Ф.* Методика расчета параметров проведения гидроразрыва пласта на примере скважины Западной Сибири // Булатовские чтения. 2017. Т. 2. С. 192-197.

37. *Двойников М.В., Будовская М.Е.* Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири // Записки Горного института. 2022. С. 1-11 (Online first). DOI:10.31897/PMI.2022.4

38. *Tabatabaee M.S., Nikolaev N.I., Chudinova I.V., Martel A.S.* Geomechanical study of well stability in high-pressure, high-temperature conditions // Geomechanics and Engineering. 2018. Vol. 16. № 3. P. 331-339. DOI: 10.12989/gae.2018.16.3.331

39. *Судариков С.М., Юнгмейстер Д.А., Королев Р.И., Петров В.А.* О возможности уменьшения техногенной нагрузки на придонные биоценозы при добыче твердых полезных ископаемых с использованием технических средств различной модификации // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 82-96. DOI: 10.31897/PMI.2022.14

40. *Legkokonets V.A., Islamov Sh.R., Mardashov D.V.* Multifactor Analysis of Well Killing Operations on Oil and Gas Condensate Field with a Fractured Reservoir // Proceedings of the International Forum-Contest of Young Researchers: Topical Issues of Rational Use of Mineral Resources. United Kingdom: London: CRC Press/Balkema, Taylor & Francis Group, 2019. P. 111-118.

41. *Islamov S., Grigoriev A., Beloglazov I. et al.* Research Risk Factors in Monitoring Well Drilling – A Case Study Using Machine Learning Methods // Symmetry. 2021. Vol. 13. № 1293. 19 p. DOI: 10.3390/sym13071293

42. *Sultanbekov R.R., Beloglazov I.I., Ong M.C.* Exploring of the Incompatibility of Marine Residual Fuel: A Case Study Using Machine Learning Methods // Energies. 2021. Vol. 8422. № 14. 16 p. DOI: 10.3390/en14248422

43. *Федоров А.С., Казаков Ю.В., Фадеев Д.В.* Параметры мундштука шнекового пресса с учетом требований к торфяной формованной продукции // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2020. № S9. С. 3-15. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-3-9-3-15

44. *Buslaev G., Tsvetkov P., Lavrik A. et al.* Ensuring the Sustainability of Arctic Industrial Facilities under Conditions of Global Climate Change // Resources. 2021. № 10. DOI: 10.3390/resources10120128

45. *Bykowa E., Dyachkova I.* Modeling the Size of Protection Zones of Cultural Heritage Sites Based on Factors of the Historical and Cultural Assessment of Lands // Land. 2021. Vol. 10. № 1201. DOI: 10.3390/land10111201

46. *Yungmeister D.A., Isaev A.I., Korolev R.I., Yacheikin A.I.* Choice of materials and justification of the parameters for the overbit hammer // Journal of Physics Conference Series. 2020. Vol. 1582(1). № 012097. DOI: 10.1088/1742-6596/1582/1/012097

***Авторы*: Д.В.Мардашов,** *канд. техн. наук, заведующий кафедрой, https://orcid.org/0000-0001-6193-9490* (*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*), **А.В.Бондаренко,** *аспирант, s185060@stud.spmi.ru, https://orcid.org/0000-0002-2468-6807* (*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*), **И.Р.Раупов,** *канд. техн. наук, доцент, https://orcid.org/ 0000-0002-9321-0626* (*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0