

УДК 622.24:622.276.7

DOI: 10.46698/p4164-3763-3890-x

Оригинальная статья

Моделирование оптимальных параметров, обеспечивающих эффективное глушение скважин в условиях аномально низких пластовых давлений

К.С. Ахмедов¹, **Я.М. Курбанов²**, **А.Е. Верисокин¹**, **К.М. Саидова³**

¹ Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355009, г. Ставрополь, пр. Кулакова 16/1, корп. 16, e-mail: kurban2000@mail.ru;

² Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38;

³ Филиал «Газпром ВНИИГАЗ Ставрополь», Россия, 355035, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419

Статья поступила: 06.06.2024, доработана: 08.09.2024, принята к публикации: 09.09.2024

Резюме: Актуальность работы. Повышение эффективности капитального ремонта скважин в условиях снижения добычи углеводородов представляет собой актуальную задачу. Объектом исследования является процесс глушения газовых скважин в условиях аномально низких пластовых давлений. Для контроля технологических параметров при проведении ремонтных работ в скважине целесообразно разработать математические модели, количественно описывающие процесс глушения скважины, позволяющие проводить расчет и подбор оптимальных параметров жидкости глушения. Это позволит снизить фильтрацию в пласт технологических жидкостей и загрязнение призабойной зоны пласта, что способствует восстановлению продуктивности на доремонтном уровне и осуществлению быстрого ввода скважины в эксплуатацию. Разработка программы, совмещающей гидродинамическую и фильтрационную модели процессов блокировки призабойной зоны пласта, позволит подбирать оптимальные технико-технологические параметры и обеспечивать эффективное выполнение капитального ремонта скважин в условиях аномально низких пластовых давлений. **Цель исследования.** Повышение эффективности эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений и капитального ремонта скважин в условиях значительного падения пластовых давлений за счет разработки методов управления гидродинамическими процессами в призабойной зоне пласта. **Методы исследования.** Для достижения целей исследования нами проанализированы и систематизированы данные научно-технической и патентной литературы, проведены лабораторные и вычислительные эксперименты, которые позволили подробно изучить модели гидродинамических процессов фильтрации жидкостей в пласт. Разработанные математические модели, описывающие процесс глушения скважины, реализованы как комплекс программ для ЭВМ методом компьютерного моделирования. **Результаты работы.** Разработана и описана математическая модель процесса глушения для газовых скважин с пакером и без пакера. Приведены аналитические зависимости для расчета коэффициента аэрации, учитывающие диаметр штуцера для образования пены, пластовое давление и глубину скважины. На основе математической модели разработан и протестирован комплекс программ по выбору оптимальных технико-технологических параметров, обеспечивающих эффективное глушение скважины в условиях аномально низких пластовых давлений. Разработанная математическая модель является инструментом для расчета и подбора оптимальных технико-технологических параметров, обеспечивающих эффективное проведение ремонтных работ, исключая работу на избыточных репрессиях и поглощение технологических жидкостей.

Ключевые слова: капитальный ремонт, аномально низкое пластовое давление, глушение скважины, жидкости глушения, оптимальные технико-технологические параметры, моделирование, программа.

Для цитирования: Ахмедов К.С., Курбанов Я.М., Верисокин А.Е., Саидова К.М. Моделирование оптимальных параметров, обеспечивающих эффективное глушение скважин в условиях аномально низких пластовых давлений. *Геология и геофизика Юга России*. 2024. 14(3): 125-135. DOI: 10.46698/p4164-3763-3890-x

===== GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS =====

DOI: 10.46698/p4164-3763-3890-x

Original paper

Modeling of optimal parameters that ensure the effective performance of well killing in conditions of abnormally low reservoir pressure

K.S. Ahmedov¹, Ya.M. Kurbanov², A.E. Verisokin¹, K.M. Saidova³

¹ North-Caucasus Federal University, 16/1 Kulakova Ave., Stavropol 355009, Russian Federation, e-mail: kurban2000@mail.ru;

² Tyumen Industrial University, 38 Volodarsky Str., Tyumen 625000, Russian Federation;

³ Branch "Gazprom VNIIGAZ Stavropol", 419 Lenina Str., Stavropol 355035, Russian Federation

Received: 06.06.2024, revised: 08.09.2024, accepted: 09.09.2024

Abstract: Relevance. Improving the efficiency of well-workover operations under conditions of hydrocarbon production is an urgent task. The object of the study is the process of killing gas wells in conditions of abnormally low formation pressure. In order to control technological parameters during well workover operations it is advisable to develop mathematical models that quantitatively describe the process of killing the well, allowing the calculation and selection of optimal parameters of killing fluid. This will reduce filtration of process fluids into the formation and contamination of the bottom-hole formation zone, which contributes to the restoration of productivity at the pre-repair level and rapid well commissioning. Development of a program combining hydrodynamic and filtration models of bottomhole formation zone blocking processes will allow selecting optimal technical and technological parameters and ensuring efficient workover operations under abnormally low formation pressure conditions. **The aim** is to improve the efficiency of gas and gas condensate field operations and the effectiveness of well maintenance in conditions of a significant decrease in reservoir pressure due to the development of methods for managing hydrodynamic processes in bottom-hole formation zone. **Methods.** To achieve the objectives of the study were analyzed and systematized data of scientific, technical and patent literature, conducted laboratory and computational experiments that allowed to study in detail the models of hydrodynamic processes of filtration of liquids into the formation. The developed mathematical models describing the process of well killing were implemented as a set of programs for computers by computer simulation method. **Results.** The mathematical model of killing process for gas wells with and without packer is developed and described. Analytical dependencies for calculation of aeration coefficient, taking into account the diameter of the nozzle for foam formation, formation pressure and well depth are given. A set of programs for selecting optimal technical and technological parameters ensuring effective killing of a well under abnormally low formation pressure conditions was developed on the basis of a mathematical model and tested. The developed mathematical model is a tool for calculation and selection of optimal technical and technological parameters, providing effective repair works, excluding work on excessive repressions and absorption of process fluids.

Keywords: workover, abnormally low formation pressure, well killing, killing fluids, optimal technical and technological parameters, modeling, program.

For citation: Ahmedov K.S., Kurbanov Ya.M., Verisokin A.E., Saidova K.M. Modeling of optimal parameters that ensure the effective performance of well killing in conditions of abnormally low reservoir pressure. *Geologiya I Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2024. 14(3): 125-135. DOI: 10.46698/p4164-3763-3890-x

Введение

Для завершающей стадии разработки месторождений характерно снижение продуктивности скважин, связанное с падением пластового давления, выработкой запасов углеводородов и повышенной обводненностью продукции.

Традиционно используемые технологические решения капитального ремонта скважин (КРС) в осложненных горно-геологических условиях эксплуатации месторождений в большинстве своем не обеспечивают необходимой эффективности, и, как следствие, требуется поиск новых рецептур жидкостей глушения (ЖГ) и технологий проведения ремонтно-восстановительных работ [Ахметов, 2000; Uliasz, 2020].

Существенным резервом повышения технико-экономических показателей при проведении КРС в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) является создание совмещенных гидродинамической и фильтрационной моделей [Сaidova и др., 2022, Zhang et al., 2022] блокировки призабойной зоны пласта (ПЗП), устранение риска кольматации коллектора, возможных негативных проявлений скважин и неконтролируемого поглощения технологических жидкостей посредством реализации подбора вариантов технологических параметров для осуществления глушения скважин [Mardashov et al., 2021].

Прежде чем начать осуществление ремонтных работ в условиях АНПД необходимо провести наиболее важный этап – глушение газовых и газоконденсатных скважин. Целью глушения является прекращение поступления пластового флюида в скважину путем создания противодействия на пласт жидкостью, обладающей необходимой плотностью, реологическими и блокирующими свойствами [Басарыгин и др., 2002; Zhang et al., 2021; Liu et al., 2023]. В связи с этим определение режима глушения и расчет требуемых параметров жидкости глушения актуальны как для проведения ремонтных работ, так и для длительного ожидания ввода скважины в эксплуатацию [Гасумов и др., 2022].

Материалы и методы исследований

Исходными данными для исследования основных причин снижения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов и продуктивности скважин после проведения КРС являются параметры поглощения технических жидкостей в условиях низких пластовых давлений и высокой проницаемости пород [Басарыгин и др., 1998; Islamov et al., 2019; Raabe, Jortner, 2021]. В соответствии с нормативными документами при глушении скважины с целью снижения проникновения в пласт жидкости глушения и сохранения продуктивности скважины на доремонтном уровне используется достаточно большой накопленный объем данных по блокированию ПЗП специальными составами [Поп и др., 1990; Баранов и др., 1998; Каракетов, 2020; Mardashov et al., 2022].

Исследования, проведенные на газовых и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири и Северного Кавказа в различных геологических условиях, показали, что использование для глушения скважин пенных систем с наполнителями

является оправданным. В результате проведенных опытно-промышленных испытаний (ОПИ) установлено, что временное блокирование пласта пенными системами способствует сохранению его коллекторских свойств и продуктивности, а также сокращает сроки освоения скважины.

Глушению скважины предшествует подготовительный этап – сбор геолого-технических параметров скважины и их анализ. На основе результатов анализа производится обоснование параметров режима закачки, определение структурно-механических свойств жидкости и расчет требуемых объемов химических реагентов с учетом текущих ФЕС пласта. В рамках исследования ингибирующая способность жидкостей глушения оценивалась на тестере линейного набухания LSM 2000 на образцах пород продуктивного пласта.

Анализ публикаций по рассматриваемой теме, представленных в списке литературы, оказал влияние на проведение исследований и результаты работы. Для достижения поставленных целей использованы методы анализа и систематизации геолого-технических данных, корреляционно-регрессионного анализа, статистического анализа, математического и компьютерного моделирования.

Результаты исследований и их обсуждение

Результатом исследования является разработанный математический аппарат, который позволяет осуществлять в ПЗП дискретное управление гидродинамическими процессами при проведении КРС в условиях обводнения. Полученные решения позволяют подобрать способ временного блокирования продуктивного пласта и оценить ожидаемые параметры технологического режима закачки блокирующего раствора.

Ниже приведена последовательность проводимых расчетов.

На первом этапе производится расчет физических объемов скважины, зависящих от ее конструкции. При наличии в скважине установленного пакера вычисляется объем подпакерной зоны V_{sz} , м³ по формуле:

$$V_{sz} = \frac{\pi \cdot d^{\wedge 2}}{4} (H - H_{pak}) - V_m, \quad (1)$$

где d^{\wedge} – внутренний диаметр эксплуатационной колонны (ЭК), м;

H – уровень забоя, м;

H_{pak} – уровень установки пакера, м;

V_m – объем металла насосно-компрессорной трубы (НКТ) в подпакерной/продуктивной зоне, м³:

$$V_m = \frac{\pi}{4} (D_{NKT}^2 - d_{NKT}^2) (H_{NKT} - H_1), \quad (2)$$

где D_{NKT} – диаметр НКТ, м;

d_{NKT} – внутренний диаметр НКТ, м;

H_{NKT} – глубина установки НКТ, м;

H_1 – уровень установки пакера/кровли продуктивного пласта, м.

При отсутствии пакера вычисляется объем ствола скважины в зоне продуктивного пласта V_{pz} , м³ по формуле (3) (СТО Газпром 2–3.3–1085–2016).

$$V_{pz} = \frac{\pi \cdot d^{\wedge 2}}{4} (H - H_t) - V_m, \quad (3)$$

где H_t – кровля продуктивного пласта, м.

В формулах (1), (3) учитываемый уровень забоя зависит от разницы расположения текущего и искусственного забоев: при разнице, превышающей 10 м – уровень текущего забоя, при разнице менее 10 м – искусственного.

Учитываемый в объеме скважины объем металла НКТ зависит от конструкции скважины: в скважине с пакером рассчитывается объем металла НКТ в подпакерной зоне, в скважине без пакера вычисляется объем металла НКТ в продуктивной зоне пласта. Соответственно, в формуле (2) переменный параметр H_1 в первом случае равен уровню установки пакера, во втором – уровню кровли продуктивного пласта.

На следующем этапе рассчитывается объем демпфирующей жидкости V_d , m^3 , который также зависит от конструкции скважины. Объем демпфирующей жидкости для скважины с пакером вычисляется формуле:

$$V_d = V_{cav} + V_{sz}, \quad (4)$$

где V_{cav} – сумма объема каверн, m^3 :

$$V_{cav} = \frac{\pi \cdot (H_b - H_t) \cdot D^{\wedge 2}}{4} (K_{cav}^4 - 0,7 \cdot K_{cav}^2 - 0,3), \quad (5)$$

где H_b – подошва продуктивного пласта, м;

K_{cav} – средневзвешенный коэффициент кавернозности;

D^{\wedge} – наружный диаметр ЭК, м.

Для скважины без пакера объем демпфирующей жидкости рассчитывается по формуле

$$V_d = V_{cav} + V_{pz}. \quad (6)$$

При данном способе глушения используется эжектор, что подразумевает определение диаметра штуцера для регулирования объема эжектирующего газа и коэффициента аэрации пены.

Снижение пластового давления до 0,1–0,2 от гидростатического при проведении ремонтных работ на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, является основанием для глушения скважины с использованием трехфазных пен [Тагиров и др., 2001; Тагиров и др., 2005; Топольников, 2020]. Определение коэффициента аэрации, который получен из уравнения зависимости пластового давления и глубины скважины, а также диаметра штуцера, устанавливаемого на шлейфе для образования пены с заданным коэффициентом аэрации, является важной задачей. Указанная зависимость в графическом виде представлена на рисунке 1.

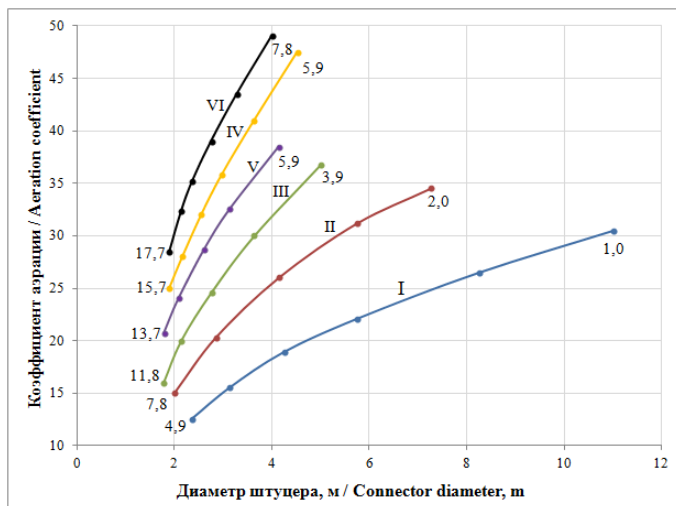


Рис. 1. График зависимости коэффициента аэрации от диаметра штуцера при переменном пластовом давлении (МПа), заданном через равные интервалы, для глубин: I – 1000 м; II – 1500 м; III – 2000 м; IV – 2500 м; V – 3000 м; VI – 3500 м / Fig. 1. Graph of aeration coefficient dependence on the nozzle diameter at variable formation pressure (MPa), set at equal intervals, for the depths: I – 1000 m; II – 1500 m; III – 2000 m; IV – 2500 m; V – 3000 m; VI – 3500 m

Для каждой глубины скважины с интервалом 500 м построена кривая, отражающая изменение коэффициента аэрации с учетом пластового давления.

Для расчета коэффициента аэрации α_0 выведены аналитические зависимости, представленные в таблице 1.

Таблица 1/Table 1

**Уравнения зависимостей коэффициента аэрации от диаметра штуцера /
Equations of dependence of aeration coefficient on connection diameter**

Глубина, м / Depth, m	Уравнение / Equation	Коэффициент R ² / Coefficient R ²
1000	$\alpha_0 = 0,0201x^3 - 0,5321x^2 + 6,1221x + 0,8632$	0,9997
1500	$\alpha_0 = 0,0499x^3 - 1,1381x^2 + 10,6917x - 2,1882$	0,9999
2000	$\alpha_0 = 0,3821x^3 - 4,7233x^2 + 24,2579x - 14,1559$	0,9996
2500	$\alpha_0 = 0,4059x^3 - 4,8615x^2 + 25,0659x - 10,7890$	1,0000
3000	$\alpha_0 = 0,3217x^3 - 3,9446x^2 + 23,3336x - 7,0875$	1,0000
3500	$\alpha_0 = 1,3524x^3 - 13,7847x^2 + 54,1903x - 33,7475$	1,0000

Определение требуемого расхода демпфирующей жидкости для приготовления блокирующего состава Q_{df} , дм³/с производится на основе вычисленного коэффициента аэрации и производительности наземного оборудования (компрессора) по формуле:

$$Q_{df} = \frac{Q_p}{\alpha_0}, \quad (7)$$

где Q_p – производительность компрессора, дм³/с.

Также вычисляется гидравлическое сопротивление пены в пласте P_{hri} , МПа по формуле:

$$P_{hri} = \frac{r_{ki} \cdot \tau_{0d}}{\sqrt{3 \cdot k_i \cdot \beta_{0i}}} \cdot \ln \left(\frac{r_{ki}}{r_{si}} \right), \quad (8)$$

где r_{ki} – радиус глубины кольматации продуктивного пласта, м;

τ_{0d} – динамическое напряжение сдвига демпфирующей жидкости, Па;

k_i – проницаемость, Д;

β_{0i} – коэффициент, определяемый в зависимости от числа Сен-Венана;

r_{si} – радиус скважины в интервале продуктивного пласта, м.

Далее производится расчет параметров блокирования пласта: радиуса проникновения блокирующей жидкости r_{bi} , м и толщины зоны фильтрации l_{fi} , м по формулам (9), (10) и (11).

$$r_{bi} = K_k \cdot r_{si} \cdot \sqrt{1 + \frac{\alpha_i \cdot \tau_i}{\ln(\tau_i) + 2 \cdot S_0}}, \quad (9)$$

где $\alpha_i = \frac{1,8 \cdot 10^{-3} \cdot k_i \cdot \Delta P_i}{m_i \cdot \eta_0 \cdot \gamma_i}$, $\tau_i = \frac{1,94 \cdot 10^5 \cdot \gamma_i \cdot 0,0625}{r_{si}^2}$,

K_k – коэффициент кольматации жидкости;

S_0 – скин-фактор скважины до проведения работ;

ΔP_i – репрессия на пласт, МПа;

m_i – пористость пропластка, д.ед.;

η_6 – пластическая вязкость фильтрата блокирующего состава, МПа·с;

χ_i – пьезопроводность, м²/с:

$$\chi_i = \frac{0,001 \cdot k_i \cdot P_{fp}}{m_i \cdot \mu_r}, \quad (10)$$

где P_{fp} – пластовое давление, МПа;

μ_r – усредненная вязкость по метану, МПа·с.

$$l_{fi} = r_{bi} - r_{si}. \quad (11)$$

Расчет объема поглощения V_{ab} , м³ и общего объема блокирующей жидкости V_b , м³ выполняется по формулам (12) и (13) соответственно.

$$V_{ab} = \pi \cdot \varphi \sum_{i=1}^n m_i \cdot (H_{bi} - H_{ti}) \cdot (r_{bi}^2 - r_{si}^2), \quad (12)$$

где φ – коэффициент неоднородности пласта по проницаемости;

H_{ti} , H_{bi} – кровля и подошва продуктивного пропластка, м.

$$V_b = \beta V_d + V_{ab}, \quad (13)$$

где β – коэффициент технологических потерь.

Создание необходимого гидростатического давления для продавки блокирующего состава в пласт осуществляется определенным объемом жидкости глушения. Для расчета необходимого объема первоначально вычисляется минимальная высота столба ЖГ над перфорацией H_h , м по формуле (14) и максимальная плотность рабочей (промывочной) жидкости ρ_{wf} , кг/м³ по формуле (15).

$$H_h = \frac{P_{fp} \cdot K \cdot 10^6}{\rho_{df} \cdot g}, \quad (14)$$

где K – коэффициент превышения забойного давления над пластовым;

ρ_{df} – плотность жидкости глушения, кгс/м³.

$$\rho_{wf} = \frac{(P_{fp} + \Delta P_{ba} + \min(P_{hri})) \cdot K \cdot 10^6}{H \cdot g}, \quad (15)$$

где ΔP_{ba} – блокирующая способность блокирующего состава, МПа.

Для расчета минимального объема жидкости глушения, способного создать необходимое гидростатическое давление на кровлю пласта в скважине без пакера, суммируются объемы жидкости глушения в трубном V_{dft} , м³ и затрубном V_{dfa} , м³ пространствах, вычисленные по формулам (16) и (17).

$$V_{dft} = \frac{\pi \cdot d_{\text{НКТ}}^2 \cdot H_h}{4}, \quad (16)$$

$$V_{dfa} = \frac{\pi \cdot H_h}{4} (d^2 - D_{\text{НКТ}}^2). \quad (17)$$

В скважине с пакером учитывается только объем НКТ V_{df} , м³, рассчитанный по формуле:

$$V_{df} = \frac{\pi \cdot d_{\text{НКТ}}^2 \cdot H_h}{4}. \quad (18)$$

Расчет гидростатического давления столба жидкости глушения на кровлю пласта P_h , МПа приведен в формуле (19).

$$P_h = \frac{\rho_{df} \cdot g \cdot H_t}{K \cdot 10^6}. \quad (19)$$

Согласно действующим нормативным документам для безопасного ведения работ необходимо поддержание гидростатического давления, создаваемого промысловой жидкостью, на 5–10% выше пластового. Однако отличие свойств трехфазных пен от свойств распространенных промысловых жидкостей обуславливает необходимость превышения гидростатического давления столба пены над пластовым в пределах 15–20% [Рябокоть и др., 1989; Рябокоть, 2009; Тагиров и др. 2005, Liu et al., 2024].

Основываясь на известных результатах лабораторных и промысловых исследований, а также учитывая низкую фильтруемость пены через пористую среду, дифференциальное давление на пласт до его уточнения рекомендуется поддерживать в пределах 15–20%, поэтому по графикам средний коэффициент аэрации и необходимый диаметр штуцера рекомендуется подбирать для давления, превышающего текущее пластовое давление на 15–20%.

Превышение давлений гидроразрыва и опрессовки ЭК для каждого пропластка выявляется предварительным расчетом давления на пропласток и проверкой выполнения следующего условия:

$$P_{hi} \geq P_{frpi} \text{ или } P_{hi} \geq P_{ЕК} \text{ или } P_{hi} \geq dP_{frpi} \cdot H_{bi}, \quad (20)$$

где P_{hi} – гидростатическое давление столба ЖГ на пропласток, МПа;

P_{frpi} – давление гидроразрыва, МПа;

$P_{ЕК}$ – давление опрессовки ЭК, МПа;

dP_{frpi} – градиент давления гидроразрыва, (МПа)/м.

На основе математической модели разработан программный комплекс «Программный комплекс по моделированию и выбору оптимальных технико-технологических параметров, обеспечивающих эффективное выполнение капитального ремонта скважин в условиях сверх АНПД (Кан < 0,2)» (Свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ № 2022668787, опубликовано 12.10.2022, Бюл. №10. Правообладатель: ПАО «Газпром»).

Методика выбора оптимальных параметров для эффективного глушения скважин в условиях АНПД заключается в подборе свойств технологических жидкостей, обеспечивающих значение гидростатического давления, не превышающего давление гидроразрыва и опрессовки труб с учетом объема поглощенной в пласт жидкости для рассматриваемых горно-геологических условий.

Выводы

1. В статье выполнен анализ современного состояния проблемы глушения скважин, из которого можно заключить, что во многих исследованиях для глушения с целью сохранения естественной продуктивности предлагается использовать углеводородные жидкости пониженной плотности и пенные системы различных составов (прежде всего, трёхфазные) с возможностью регулирования плотности и вязкости, а также обладающие пониженной фильтрацией и ингибирующим воздействием.

2. Расчетная модель программы совмещает гидродинамическую и фильтрационную модели процессов блокировки ПЗП, позволяет осуществить выбор технологических параметров проведения ремонтных работ, исключает риск глубокой коль-

матации коллектора и неконтролируемое поглощение технологических жидкостей.

3. Разработаны математическое обеспечение и «Программный комплекс по моделированию и выбору оптимальных технико-технологических параметров, обеспечивающих эффективное выполнение капитального ремонта скважин в условиях сверх АНПД (Кан < 0,2)».

4. В результате расчетов вычислены объемы демпфирующей и блокирующей жидкости, минимальный объем и высота столба жидкости глушения, максимальная плотность рабочей жидкости, гидростатическое давление столба жидкости глушения, оказываемое на кровлю пласта, радиус проникновения в пласт блокирующей жидкости, объем поглощенной блокирующей жидкости, толщина зоны фильтрации, возможные превышения давлений гидроразрыва, опрессовки ЭК или градиента давления.

Литература

1. Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Уфа: УГНТУ, 2000. – 219 с.

2. Баранов Ю.В., Зиятдинов И.Х., Валеева Т.Г., Хакимянова М.М., Абдрашитов Ш.М. Разработка и опытно-промысловые испытания модифицированной жидкости СНПХ-3120М для глушения скважин. // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 2. – С. 39–43.

3. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. Ремонт газовых скважин. М.: Недра, 1998. – 217 с.

4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин. Краснодар: Сов. Кубань, 2002. – 584 с.

5. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Минченко Ю.С., Копченков В.Г., Федоренко В.В. Повышение технологической эффективности глушения скважин с использованием инновационных технологий. // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 4. С. – 187–208.

6. Каракетов А.В. Математическое моделирование процесса блокирования продуктивного пласта при проведении капитального ремонта скважин. // Газовая промышленность. – 2020. – № 2. – С. 96–102.

7. Поп Г.С., Барсуков К.А., Ахметов А.А. Новая технология глушения, консервации и освоения скважин. // Газовая промышленность. – 1990. – № 9. – С. 39–40.

8. Рябоконт С.А., Вольтере А.А., Сурков А.Б., Глущенко В.Н. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта. М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 44 с.

9. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. 2-е изд. Краснодар, 2009. – 338 с.

10. Саидова К.М., Луценко О.О., Черненко К.И., Рыжковский Т.И. Моделирование сети трещин в объеме природных резервуаров нефтекумских отложений Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения на основе промыслово-линеamentного метода в программном обеспечении Petrel. // Геология и Геофизика Юга России. – 2022. – Т. 12. № 4. – С. 101–113.

11. Тагиров К.М., Кабанов Н.И., Гасумов Р.А., и др. Временная инструкция по глушению скважин с применением пеноэмульсий с наполнителями в условиях АНПД. Ставрополь: СевКавНИПИгаз, Газпром, 2001. – 36 с.

12. Тагиров К.М., Тагирова А.М., Бахмацкий С.В. Методика приготовления пены с заданными параметрами для глушения газовых скважин в условиях аномально низких пластовых давлений. // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – 2005. № 2. – С. 47–51.

13. Топольников А.С. Моделирование выноса жидкости глушения после запуска нефтескважины. // Многофазные системы. – 2020. – Т. 15. № 3-4. – С. 167–175.

14. Islamov S.R., Bondarenko A.V., Mardashov D.V. Substantiation of a well killing technology for fractured carbonate reservoirs. *Youth Technical Sessions Proceedings*. – CRC Press, 2019. – pp. 256–264.
15. Liu H., Liu H., Zhang Q., Fan M., Yin B., Wang X., Sun X., Wang Z. Effect of liquid viscosity on the gas–liquid two phase countercurrent flow in the wellbore of bullheading killing. // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – Vol. 221. – Art. No. 111274. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111274.
16. Liu D., Sun R., Zhang Y., Wang Y., Li G. A low density micro-foam workover fluid for deep and ultra-deep wells with low-pressure coefficient and high inorganic salt. // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2024. – Vol. 682. – Art. No. 132870.
17. Mardashov D.V., Bondarenko A.V., Raupov I.R. Technique for calculating technological parameters of non-Newtonian liquids injection into oil well during workover. // *Journal of Mining Institute*. – 2022. – Vol. 258. – pp. 881–894.
18. Mardashov D.V., Rogachev M.K., Zeigman Y.V., Mukhametshin V.V. Well killing technology before workover operation in complicated conditions. // *Energies*. – 2021. – Vol. 14. No. 3. – 15 p.
19. Raabe G., Jortner C.S. *Universal Well Control*. // Gulf Professional Publishing. – 2021. – 1051 p.
20. Uliasz M. Workover fluid for the reconstruction of wells with reduced reservoir pressure. // *Nafta-Gaz*. – 2020. – Vol. 76. No. 7. – pp. 457–465.
21. Zhang J., Zhao Z., Li X., Zheng Y., Li C., Li Z., Liu X. Research on the mechanism of the influence of flooding on the killing of empty wells. // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2021. – Vol. 11. No. 9. – pp. 3571–3598.
22. Zhang Z., Sun B., Wang Z., Pan S., Lou W., Sun D. Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 213. – Art. No. 110337.

References

1. Akhmetov A.A. Well-workover operations at the Urengoy field. Ufa. USNTU, 2000. 219 p. (In Russ.)
2. Baranov Yu.V., Ziyatdinov I.Kh., Valeeva T.G., Khakimzyanova M.M., Abdrashitov Sh.M. Development and pilot testing of the modified fluid SNPKH-3120M for killing wells. *Oil industry*. 1998. No. 2. pp. 39–43. (In Russ.)
3. Basarygin Yu.M., Makarenko P.P., Mavromati V.D. Repair of gas wells. Moscow. Nedra. 1998. 217 p. (In Russ.)
4. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Technology capital and underground repairs of oil and gas wells. Krasnodar. Sov. Kuban. 2002. 584 p.м
5. Gasumov R.A., Gasumov E.R., Minchenko Y.S., Kopchenkov V.G., Fedorenko V.V. Improving the technological efficiency of well killing using innovative technologies. *Science. Innovation. Technologies*. 2022. No. 4. pp. 187–208. (In Russ.)
6. Karaketov A.V. Mathematical modeling of the process of blocking a productive formation during a well-workover operations. *Gas industry*. 2020. No. 2. pp. 96–102. (In Russ.)
7. Pop G.S., Barsukov K.A., Akhmetov A.A. New technology for killing, conservation and development of wells. *Gas industry*. 1990. No. 9. pp. 39–40. (In Russ.)
8. Ryabokon S.A., Voltere A.A., Surkov A.B., Glushchenko V.N. Killing fluids for well repair and their influence on reservoir properties. Moscow. VNII OENG. 1989. 44 p. (In Russ.)
9. Ryabokon S.A. Technological fluids for well completion and repair. 2nd ed. Krasnodar 2009. 338 p. (In Russ.)
10. Saidova K.M., Lutsenko O.O., Chernenko K.I., Ryzhevsky T.I. Modeling of a network of fractures in the volume of natural reservoirs of Neftekum deposits of the Zimne-Stavkinsko-

Pravoberezhnoe field based on the production-lineament method in Petrel software. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2022. Vol. 12. No. 4. pp. 101–113. (In Russ.)

11. Tagirov K.M., Kabanov N.I., Gasumov R.A., et al. Temporary instructions for killing wells using foam emulsions with fillers in ANPD conditions. *Stavropol. SevKavNIPIgaz. Gazprom*. 2001. 36 p. (In Russ.)

12. Tagirov K.M., Tagirova A.M., Bakhmatsky S.V. Methods for preparing foam with given parameters for killing gas wells under conditions of abnormally low reservoir pressures. In: *Proceedings of the North Caucasus State Technical University*. 2005. No. 2. pp. 47–51. (In Russ.)

13. Topolnikov A.S. Modeling of kill fluid removal after launching an oil production well. *Multiphase systems*. 2020. Vol. 15. Nos. 3-4. pp. 167–175. (In Russ.)

14. Islamov S.R., Bondarenko A.V., Mardashov D.V. Substantiation of a well killing technology for fractured carbonate reservoirs. *Youth Technical Sessions Proceedings. CRC Press*. 2019. pp. 256–264.

15. Liu H., Liu H., Zhang Q., Fan M., Yin B., Wang X., Sun X., Wang Z. Effect of liquid viscosity on the gas–liquid two phase countercurrent flow in the wellbore of bullheading killing. *Geoenergy Science and Engineering*. 2023. Vol. 221. Art. No. 111274. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111274.

16. Liu D., Sun R., Zhang Y., Wang Y., Li G. A low density micro-foam workover fluid for deep and ultra-deep wells with low-pressure coefficient and high inorganic salt. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2024. Vol. 682. Art. No. 132870.

17. Mardashov D.V., Bondarenko A.V., Raupov I.R., Technique for calculating technological parameters of non-Newtonian liquids injection into oil well during workover. *Journal of Mining Institute*, 2022. Vol. 258. pp. 881–894.

18. Mardashov D.V., Rogachev M.K., Zeigman Y.V., Mukhametshin V.V. Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*. 2021. Vol. 14. No. 3. 15 p.

19. Raabe G., Jortner C.S. *Universal Well Control*. Gulf Professional Publishing. 2021. 1051 p.

20. Uliasz M. Workover fluid for the reconstruction of wells with reduced reservoir pressure. *Nafta-Gaz*. 2020. Vol. 76. No. 7. pp. 457–465.

21. Zhang J., Zhao Z., Li X., Zheng Y., Li C., Li Z., Liu X. Research on the mechanism of the influence of flooding on the killing of empty wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2021. Vol. 11. No. 9. pp. 3571–3598.

22. Zhang Z., Sun B., Wang Z., Pan S., Lou W., Sun D. Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 213. Art. No. 110337.