

УДК 622.279.76

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗАКАЧКИ ВЯЗКОУПРУГИХ СОСТАВОВ В ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Гасумов Рамиз Алиджавад оглы¹,
R.Gasumov@yandex.ru

Гасумов Эльдар Рамизович^{2,3},
gasumov@me.com

¹ Северо-Кавказский федеральный университет,
Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1.

² Азербайджанский университет нефти и промышленности,
Азербайджан, AZ1010, г. Баку, пр. Свободы, 20.

³ Азербайджанский технический университет,
Азербайджан, AZ1148, г. Баку, пр. Г. Джавида, 25.

Актуальность. Капитальный ремонт газоконденсатных скважин при аномально низких пластовых давлениях, где $K_a < 0,2$, представляет серьёзную проблему, учитывая, что глушение скважин с временным блокированием призабойной зоны пласта является важным этапом ремонта скважин. При этом особое значение имеет выбор состава, параметров жидкости глушения и технология их применения, позволяющая управлять гидродинамическими процессами в системе «скважина–пласт». Однако при сверхнизких значениях коэффициента аномальности пластового давления ($K_a < 0,2$) глушение скважин и предотвращение поглощения жидкости глушения в пласт становятся серьёзной проблемой в связи с отсутствием соответствующих составов, имеющих низкие плотности, и способов управления гидродинамическими процессами в призабойной зоне пласта, отвечающих предъявляемым требованиям. В связи с чем компенсация величины недостаточной плотности жидкости глушения возможна за счёт её других реологических параметров, позволяющих управлять потоком жидкости в системе «скважина–пласт», путём создания необходимого «барьера» для блокирования призабойной зоны пласта. Использование метода математического моделирования закачки вязкоупругих составов в продуктивный пласт при глушении скважин при $K_a < 0,2$ даёт возможность управления гидродинамическими процессами в призабойной зоне пласта и её блокирования. Это позволяет спроектировать процесс, оценить ожидаемые параметры технологического режима закачки вязкоупругих составов (давление на забое, расход жидкости, продолжительность процесса) в продуктивный пласт и внести необходимые коррективы с целью оптимизации технологических параметров для минимизации негативных последствий в процессе глушения скважин. Для оптимизации процесса принятия управленческих решений при ремонте скважин, сокращения времени и повышения результативности глушения скважин необходимо эффективное планирование применяемых технологий с инновационными подходами.

Цель: создание математической модели процесса закачки вязкоупругих составов при глушении скважин с аномально низкими пластовыми давлениями ($K_a < 0,2$) и способа управления гидродинамическими процессами в призабойной зоне пласта для повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений в условиях значительного падения пластовых давлений.

Объекты: скважины газовых и газоконденсатных месторождений с аномально низкими пластовыми давлениями ($K_a < 0,2$).

Методы: математическое моделирование. В качестве теоретической базы используются общие нестационарные уравнения сохранения массы и импульса фаз в газожидкостном потоке и уравнения фильтрации нефти и газа в пласте. Строится численная схема расчёта, основанная на методе конечных разностей. С её помощью проводятся многовариантные расчёты, результаты которых подвергаются анализу.

Результаты. Создана математическая модель, предназначенная для использования при глушении скважин с аномально низкими пластовыми давлениями, где $K_a < 0,2$, позволяющая разработать проект временной блокировки пласта и оценить предполагаемые параметры процесса закачки вязкоупругого состава (давление/расход, продолжительность). Разработанная модель может послужить основой для программного обеспечения, способного автоматически выполнять функции выбора оптимальных свойств блокирующего состава и режимов его закачки, исходя из критериев эффективного глушения и последующего освоения скважин.

Ключевые слова:

газоконденсатная скважина, аномально низкие пластовые давления, глушение, блокирование призабойной зоны пласта, жидкости глушения, вязкоупругий состав, продуктивный пласт, математическая модель.

Введение

Для повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений (ГКМ) в условиях значительного падения пластовых давлений возникает необходимость внедрения инновационных информационных технологий. Одной из важных задач проведения капитального ремонта скважин (КРС) является управление и оценка рисков внедрения инноваций при разработке ГКМ. В связи с чем, работа проводи-

лась на основе таких исследований, как сравнительный анализ, логическое обобщение и систематическая обработка результатов исследований. Для математического моделирования важно систематизировать подходы, предусматривающие элементы геологических, гидродинамических, инновационных процессов и технико-экономического анализа, позволяющие минимизировать производственные риски, улучшить экономические показатели и принять оперативное решение по управлению капитальным ремонтом

скважин. Актуальным также является анализ использования математического моделирования как инструмента менеджмента в повышении эффективности разработки ГКМ за счёт быстрого развития эффективных цифровых технологий и технических средств, значительного расширения количества инновационных технологий и методов, используемых для управления гидродинамическими процессами в призабойной зоне пласта (ПЗП) скважины [1–3].

Для предотвращения поглощения жидкостей при глушении скважин в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) с учётом наличия в блокируемом пласте высокопроницаемых пропластков перспективным является использование трёхэтапной схемы, включающей: выравнивание профиля приёмистости продуктивной толщи; закачку блокирующего состава; создание необходимой репрессии на пласт [4, 5].

Создание математической модели закачки вязкоупругих составов в пласт

Построение математической модели процесса блокирования необходимо осуществлять с использованием трёхэтапной схемы проведения работ. В качестве модели можно принять коллектор как систему, количественно представляющую качественные геологические и физические свойства пласта, для использования в расчётах при управлении гидродинамическими процессами глушения скважин. Поскольку гидростатическое давление столба жидкости не зависит от площади и формы его сечения, с точки зрения расчёта давлений и сопутствующих параметров математическое моделирование проводилось на примере более сложного объекта исследования – скважин, оборудованных забойным пакером, с последующей экстраполяцией на конструкционно более простые объекты [6–8]. На каждом этапе выбирали разные виды жидкости глушения (ЖГ) с определённой динамической вязкостью и плотностью, а также различный контроль давления закачки и расчёт скорости подачи вязкоупругих составов (ВУС) в лифтовую колонну (рис. 1).

Регулирование скорости подачи ВУС в лифтовую колонну (ЛК) при глушении скважин для определённого временного отрезка позволяет контролировать зоны (глубины) проникновения жидкости в пласт и кольматации ПЗП [4, 5, 9]. Создание математической модели на первом этапе – блокирование ПЗП с закачкой ВУС проводилось в скважине, оборудованной пакерной схемой (рис. 1). Приёмистость пласта на определённый отрезок времени рассчитывали по формуле Дюпюи, при этом фильтрация при блокировании ПЗП подчиняется линейному закону Дарси:

$$Q(t) = \frac{2\pi kh[P_{inj1}(t) - P_{res}]}{\mu_f(t) \cdot \ln\left(\frac{r(t)}{R_w}\right)},$$

где $r(t)$ – текущий радиус границы раздела «газ–ЖГ» закачки первой жидкости глушения, м; $\mu_f(t)$ – коэффициент динамической вязкости жидкости, Па·с; R_w – радиус скважины, м; $P_{inj1}(t)$ – давление закачки ЖГ, МПа; t – момент времени для расчёта; h – толщина

пласта, м; k – проницаемость, мД; $Q(t)$ – приёмистость пласта, вызванная репрессией $P_{inj1}(t) - P_{res}$.

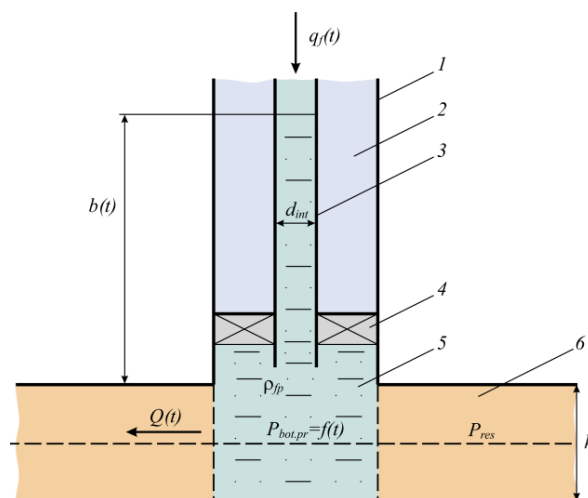


Рис. 1. Зависимость между параметрами закачки при блокировании призабойной зоны пласта: $q_f(t)$ – объем закачиваемой жидкости в лифтовой колонне, м³; R_w – радиус скважины, м; $P_{bot,pr}(t)$ – давление на забое скважины, МПа; P_{res} – пластовое давление, МПа; h – толщина пласта, м; $b(t)$ – высота столба жидкости глушения в лифтовой колонне и забое скважины, м; d_{int} – внутренний диаметр лифтовой колонны, м; ρ_f – плотность жидкости глушения, кг/м³; $Q(t)$ – приёмистость пласта, вызванная репрессией $P_{bot,pr}(t) - P_{res}$; 1 – обсадная колонна; 2 – межтрубное пространство; 3 – лифтовая колонна; 4 – пакер; 5 – блокирующая жидкость; 6 – продуктивный пласт

Fig. 1. Dependence between injection parameters when blocking the bottomhole formation zone: $q_f(t)$ is the volume of injected liquid in the tubing string, m³; R_w is the well radius, m; $P_{bot,pr}(t)$ is the injection pressure of liquid gas, MPa; P_{res} is the formation pressure, MPa; h is the layer thickness, m; d_{int} is the height of the killing fluid column in the production string and the bottom of well, m; d_{int} is the inner diameter of the tubing string, m; ρ_f is the density of killing liquid, kg/m³; $Q(t)$ is the reservoir injectivity caused by re-pression $P_{bot,pr}(t) - P_{res}$; 1 is the casing string; 2 is the annular space; 3 is the lift column; 4 is the packer; 5 is the blocking fluid; 6 is the productive formation

В результате проникновения ЖГ и её фильтрации в ПЗП изменение естественной проницаемости пласта-коллектора не позволяет управлять гидродинамическими процессами в призабойной зоне из-за большой разницы между значениями гидростатического (гидродинамического) и пластового давления [10–12]. В результате скорость перемещения границы «газ–ЖГ» в процессе глушения скважин, с учётом пластового давления и несжимаемости ВУС, можно рассчитать по формуле

$$2\pi r(t)hm(1 - S_{rws})v_{ba}(r/t) = v_{fr}(t),$$

где $v_{fr}(t)$ – скорость потока жидкости в ПЗП, л/мин; S_{rws} – остаточная водонасыщенность; m – пористость; $b(t)$ – высота столба жидкости глушения в ЛК и забое скважины, м; $v_{ba}(r/t)$ – скорость продвижения границы раздела «газ–ЖГ».

Давление закачки на текущий момент времени (t) определяем, принимая $P_{inj1}(t)=f(t)$

$$P_{inj1}(t) = f(t) = \rho_f g [b(t) + 0,5h].$$

В следующий момент времени ($t+dt$) давление нагнетания будет определяться столбом жидкости

$$b(t+dt) + 0,5h = \left[b(t) + \frac{db(t)}{dt} \cdot dt \right] + 0,5h,$$

$$P_{inj1}(t+dt) = f(t+dt) = \rho_f g \left[b(t) + \frac{db(t)}{dt} \cdot dt + 0,5h \right],$$

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{dP_{закач1}(t)}{dt} = \rho_f g \frac{db(t)}{dt}.$$

Изменения высоты столба жидкости в ЛК влияют на изменение давления на забое скважины. За время dt определённый объём ЖГ $Q(t) \cdot dt$ поступает в ПЗП, и высота столба жидкости уменьшается пропорционально этому объёму, в то же время объём жидкости $q_f(t) \cdot dt$ заполняет заколонное пространство [13–16]. Таким образом, баланс объёма жидкости в лифтовой колонне из-за изменения высоты столба жидкости выглядит следующим образом:

$$V_f(t+dt) - V_f(t) = 0,25[\pi d_p^2 b(t+dt) - \pi d_p^2 b(t)] = 0,25\pi d_p^2 \frac{db(t)}{dt} \cdot dt,$$

$$V_f(t+dt) - V_f(t) = q_f(t)dt - Q(t) \cdot dt,$$

$$q_f(t) - Q(t) = 0,25\pi d_p^2 \frac{db(t)}{dt}.$$

Объём блокирующей жидкости в ЛК, соответствующий выбранному значению давления закачки ЖГ, определяется по формуле

$$q_f(t) = \frac{2\pi kh[P_{inj1}(t) - P_{res}]}{\mu_m(t)\ell n\left(\frac{r(t)}{R_w}\right)} + \frac{0,25\pi d_p^2}{\rho_f g} \frac{dP_{inj1}(t)}{dt}. \quad (1)$$

Данная формула (1) имеет важное практическое значение, поскольку известный дебит закачки используется для определения рабочего давления закачки, необходимого на первом этапе, при подаче ЖГ в ЛК. Особое значение имеет правильный выбор давления закачки ЖГ, позволяющий минимизировать радиус зоны загрязнения (кольматации) [1, 17–19]. Решив задачу минимизации радиуса зоны загрязнения (кольматации), можно управлять режимом подачи ЖГ в ЛК и рабочим давлением насоса. Для определения радиуса границы раздела «газ–жидкость» на этапе блокирования ПЗП, при условии $r(0)=R_w$, используем формулу:

$$0,5r^2(t)\ell n\left(\frac{r(t)}{R_w\sqrt{e}}\right) + 0,25R_w^2 = \frac{k}{m(1-S_{rws})} \int_0^t \frac{[P_{inj1}(t) - P_{res}]}{\mu_{ff}(t)} dt, \quad (2)$$

где $r(T)$ – зона загрязнения (кольматации), м; $\mu_{ff}(t)$ – коэффициенты динамической вязкости пенной жидкости, Па·с.

Уравнение (2) позволяет рассчитать радиусы зон кольматации, образующихся на первом этапе, для допустимого набора технически осуществимых изменений давления закачки [1, 9, 20]. Для определения безразмерных радиусов закупоренных зон в ПЗП после окончания второго этапа используем следующие обозначения: $V_1=V_{gli}$ – объёмная скорость закачки пенной жидкости в ПЗП из первого этапа и $Q_{gli}=Q_2$ – объём ВУС, закачиваемый в t времени в ПЗП на втором этапе, и формулу:

$$Q_2(t) = Q_{gli}(t) = \frac{2\pi kh[P_{inj2}(t) - P_{1-2}(t)]}{\mu_{f2}(t)\ell n\left(\frac{r_2(t)}{R_w}\right)}, \quad (3)$$

где $P_{inj2}(t)$ – давление закачки ВУС, МПа; $P_{1-2}(t)$ – давление на подвижной границе раздела двух жидких фаз.

В процессе глушения скважин ВУС поступает в ПЗП и продавливает пену (ранее закачанную) вглубь пласта. Объёмную скорость пенной системы можно определить по формуле

$$Q_1(t) = Q_{gli}(t) = \frac{2\pi kh[P_{1-2}(t) - P_{res}]}{\mu_{ff}(t)\ell n\left(\frac{r_1(t)}{r_2(t)}\right)}. \quad (4)$$

Используя закон сохранения объёма несжимаемой жидкости, можем рассмотреть следующие уравнения движения границ раздела фаз:

- «газ–пена»:

$$2\pi r_2(t)hm(1-S_{rws})\frac{dr_2}{dt} = Q_2(t) = Q_{gli}(t); \quad (5)$$

- «жидкость–жидкость»:

$$\pi hm(1-S_{rws})[r_1^2(t) - r_2^2(t)] = Q_1 = Q_{fli} = \text{const}. \quad (6)$$

Из уравнений (5) и (6) получаем уравнение для связи радиусами круговых границ:

$$r_1^2(t) = r_2^2(t) + \frac{V_1}{\pi hm(1-S_{rws})}.$$

Поскольку пенная система и ВУС несжимаемы, скорость движения объёма пены равна скорости движения объёма ВУС $Q_1(t)=Q_{fli}(t)$, поступающего в ПЗП. Учитывая равенство $Q_1(t)=Q_{fli}(t)=Q_2(t)=Q_{gli}(t)$, из уравнений (3)–(6) вытекает, что

$$\frac{P_{1-2}(t) - P_{res}}{\mu_{ff}(t)\ell n\left(\frac{r_1(t)}{r_2(t)}\right)} = \frac{P_{inj2}(t) - P_{1-2}(t)}{\mu_{f2}(t)\ell n\left(\frac{r_2(t)}{R_w}\right)}, \quad (7)$$

где $\mu_{f2}(t)$ – коэффициенты динамической вязкости ВУС, закачиваемого на втором этапе;

$$F(t) = \frac{\mu_{ff}(t)\ell n\left(\frac{r_1(t)}{r_2(t)}\right)}{\mu_{f2}(t)\ell n\left(\frac{r_2(t)}{R_w}\right)}$$

и

$$f(t) = \mu_{ff}(t) \ln \left(\frac{r_1(t)}{r_2(t)} \right) + \mu_{f2}(t) \ln \left(\frac{r_2(t)}{R_w} \right).$$

Уравнение (7) можно преобразовать в:

$$P_{1-2}(t) = P_{res} \frac{[P_{res} + P_{inj2}(t)] F(t)}{1 + F(t)}.$$

Тогда объёмные скорости ЖГ в ПЗП примут одинаковый вид:

$$Q_1 = Q_2 = Q(t) = \frac{2\pi kh [P_{inj2}(t) - P_{res}]}{f(t)}.$$

Исходя из условий $P_{inj2}(t) \geq P_{res}$ – заранее заданного давления закачки, необходимо выбрать скорость подачи ВУС $v_{f2}(t)$ в лифтовую колонну (рис. 1).

$$v_{f2}(t) = Q(t) + \frac{\pi d_p^2}{4\rho_{f2}g} \frac{dP_{inj2}(t)}{dt} = \frac{2\pi kh [P_{inj2}(t) - P_{res}]}{f(t)} + \frac{\pi d_p^2}{4\rho_{f2}g} \frac{dP_{inj2}(t)}{dt}.$$

После алгебраических преобразований получается следующее дифференциальное уравнение для определения функции $r_2(t)$:

$$r_2(t) \frac{dr_2}{dt} = \frac{k}{m(1-S_{rws})} [P_{inj2}(t) - P_{res}] \frac{1}{\mu_{f1}(t) \ln \left(\sqrt{1 + \frac{V_1}{\pi h m (1-S_{rws}) r_2^2(t)}} \right) + \mu_{f2}(t) \ln \left(\frac{r_2(t)}{R_w} \right)}.$$

На третьем этапе для глушения скважины необходимо рассчитать время T блокирования ПЗП, объём ВУС V_{gf} , радиусы зоны загрязнения (кольматации) $r_1(T)$ и $r_2(T)$ при приёмистости $Q(t)$ и давлении закачки $P_{inj2}(t)$, рассчитанных на втором этапе

$$\int_0^T Q(t) dt = \int_0^T \frac{2\pi kh [P_{inj2}(t) - P_{res}]}{\mu_{ff}(t) \ln \left(\frac{r_1(t)}{r_2(t)} \right) + \mu_{f2}(t) \ln \left(\frac{r_2(t)}{R_w} \right)} dt = V_{gf}.$$

Проведём тестовые расчёты при условии: $r(T) = r_T$, $P_{inj1}(t) = P_0 = \text{const}$, $\mu_{f1}(t) = \mu_{f1} = \text{const}$, где в качестве ЖГ используется метанол и этиловый спирт (табл. 1).

Радиусы границы раздела «газ–жидкость» на этапе блокирования ПЗП (ЖГ – метанол):

$$\frac{r^2}{2} \ln \left(\frac{r}{R_w \sqrt{e}} \right) + \frac{R_w^2}{4} = \frac{k(P_0 - P_{res})t}{m(1-S_{inj})\mu_m},$$

$$t = \frac{\mu_m m (1-S_{rws}) R_w^2 \left(r^2 \ln \left(\frac{r}{R_w \sqrt{e}} \right) + 0,5 R_w^2 \right)}{2k(P_0 - P_{res}) R_w^2}. \quad (8)$$

Учитывая, что множитель в формуле (8) имеет размерность времени, примем этот множитель в качестве базисной (масштабной) единицы измерения времени (а также для смешанной системы единиц, для расчёта базисной единицы времени) и обозначим как

$$\tau_0 = \frac{\mu_m m (1-S_{rws}) R_w^2}{k(P_0 - P_{res})} = \frac{98,04(\mu_m) m (1-S_{rws}) (R_w)_w^2}{k(P_0 - P_{res})},$$

$$\frac{t}{\tau_0} = 0,5\varphi(x),$$

где $\varphi(x) = x^2 \ln \left(\frac{x}{\sqrt{e}} \right) + 0,5$, а $x = \frac{r}{R_w} \geq 1$,

так как

$$\frac{\tau}{\tau_0} = 0,5\varphi(2) \cong 0,64,$$

$$\varphi(2) = 4 \ln \left(\frac{2}{\sqrt{e}} \right) + 0,5 = \ln \left(\frac{16}{e\sqrt{e}} \right) \cong 1,27.$$

Время τ в смешанной системе единиц будет рассчитываться по формуле

$$\tau = \frac{\mu_m m (1-S_{rws}) R_w^2}{2k(P_0 - P_{res})} \ln \left(\frac{16}{e\sqrt{e}} \right) = \frac{62,38(\mu_m) m (1-S_{res}) (R_w)_w^2}{k(P_0 - P_{res})},$$

где $x = r/R_w$, $t/\tau = \varphi(x)/\varphi(2)$.

Для расчёта продолжительности первой стадии, учитывая, что общий объём закачанной в ПЗП пенной жидкости равен $V_{ff} = \pi(r_1^2 - R_w^2)hm(1-S_{rws})$, находим безразмерный радиус ПЗП, заполненный пеной:

$$x_f = \sqrt{1 + \frac{10^4 V_{gli}}{\pi R_w^2 h m (1-S_{rws})}},$$

где h – толщина пласта-коллектора, м; t_1 – время, необходимое на выполнение первого этапа, м/с; $t_1/\tau = \varphi(x_f)/\varphi(2)$.

Таблица 1. Исходные данные

Table 1. Initial data

Наименование параметра Parameter name	Обозначение Designation	Ед. изм. Unit	Значение Value
Радиус скважины/Well radius	R_w		0,122
Внутренний диаметр лифтовой колонны Inner diameter of the lift column	d_{int}	м/м	0,168
Толщина пласта/Formation thickness	h		10
Пористость/Porosity	m	с/м/с/м	0,12
Остаточная водонасыщенность Residual water saturation	S_{rws}	%	0,2
Проницаемость/Permeability	k	мД/мД	150
Динамическая вязкость первой жидкости (метанола), при 20 °С Dynamic viscosity of the first liquid (methanol), at 20 °С	μ_m	Па·с Pa·s	0,578
Плотность метанола Methanol density	ρ_m	кг/м ³ kg/m ³	792,8
Динамическая вязкость второй жидкости (этилового спирта) при 20 °С Dynamic viscosity of the second fluid (ethyl alcohol) at 20 °С	μ_e	Па·с Pa·s	1,2
Плотность этилового спирта Density of ethyl alcohol	ρ_e	кг/м ³ kg/m ³	789,3
Пластовое давление Formation pressure	P_{res}	Мпа MPa	5,0
Давление закачки/Injection pressure	P_{inj}		6,0

Расчёты показали, что продолжительность глушения скважин (блокирование ПЗП) и вязкость ЖГ влияют на радиус зоны загрязнения (кольматации) ПЗП, и позволили установить аппроксимирующие зависимости между этими показателями при $P_{inj1}(t)=P_0=6$ МПа и $P_{res}=5$ МПа [4, 14, 16, 20] (рис. 2).

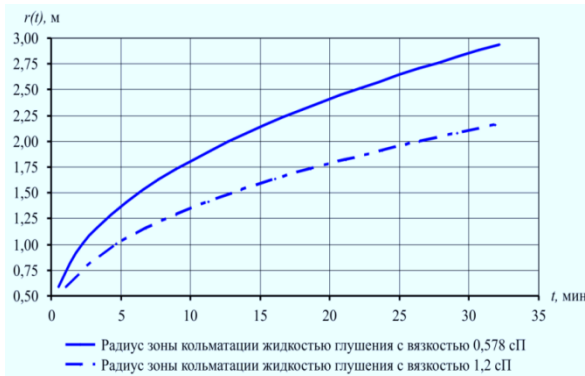


Рис. 2. Влияние продолжительности глушения скважин и вязкости жидкости глушения на радиус загрязнения пласта

Fig. 2. Influence of well killing duration and killing fluid viscosity on the formation contamination radius

Результаты расчётов по формуле

$$q_{f1}(t) = Q(t) = \frac{2\pi kh(P_0 - P_{res})}{\mu_m \ln\left(\frac{r(t)}{R_w}\right)} = \frac{2\pi kh(P_0 - P_{res})}{\mu_m \ln\left(\frac{at^b}{R_w}\right)}$$

в смешанной системе единиц с учётом данных табл. 2 приводят к следующему выражению для скорости подачи жидкости блокирования при постоянном давлении закачки $P_{inj1}(t)=P_0$

$$q_{f1}(t) = \frac{0,38453094kh(P_0 - P_{res})}{\mu_m \ln\left[\frac{100at^b}{R_w}\right]}$$

Таблица 2. Уравнения зависимости

Table 2. Dependence equations

Вязкость жидкости глушения, Па·с Killing fluid viscosity, Pa·s		Расчётная формула для радиуса зоны кольматации Calculation formula for clogging zone radius
Первая жидкость глушения (метанол) First killing fluid (methanol)	0,585	$r(T)=aT^b=0,732T^{0,3971}$
Вторая жидкость глушения (этиловый спирт) Second killing fluid (ethyl alcohol)	1,200	$r(T)=aT^b=0,5567T^{0,3884}$

По результатам тестовых расчётов была построена графическая зависимость между скоростью подачи ЖГ и продолжительностью глушения скважин для двух видов жидкости (рис. 3, где $P_{inj1}(t)=P_0=6$ МПа и $P_{res}=5$ МПа) и найдены следующие аппроксимирующие уравнения:

$$q_{1m}(t) \cong \alpha_1 t^{-\beta_1} = 526,83t^{-0,1474},$$

$$q_{2e}(t) \cong \alpha_2 t^{-\beta_2} = 295,82t^{-0,1624}.$$

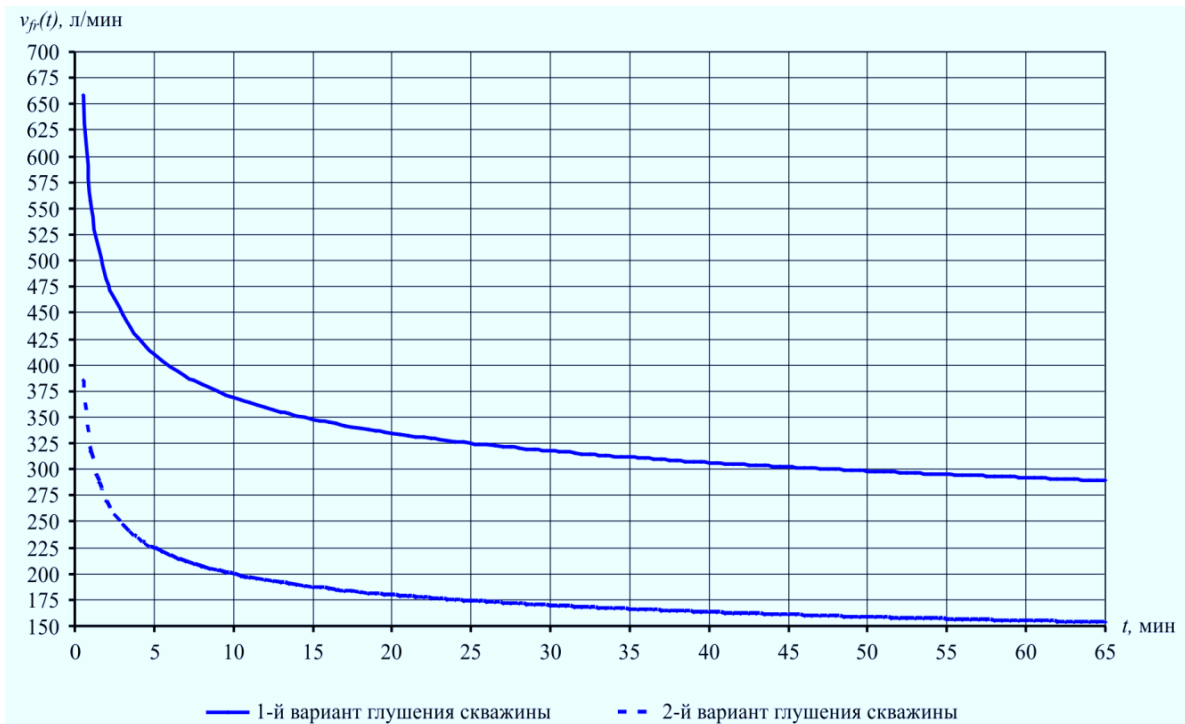


Рис. 3. Зависимость скорости подачи жидкости глушения от продолжительности глушения скважин: $v_{f1}(t)$ – скорость подачи жидкости глушения в лифтовую колонну, л/мин; t – время закачки жидкости глушения, мин

Fig. 3. Dependence of the killing fluid supply rate on the duration of well killing: $v_{f1}(t)$ is the rate of killing fluid supply to the production string; t is the injection time of the killing fluid

При глушении скважин (блокирование ПЗП) важным фактором является объем ЖГ, закачиваемый за определённый период времени [21–24]. Объем ЖГ (V) может быть рассчитан как сумма объёма начального столба жидкости в ЛК (V_{0f}) и на забое скважины, закачанного в процессе глушения (V_{1f}):

$$V_{0f} = \pi h \left(R_w^2 - \frac{d^2}{8} \right) + \frac{\pi d^2 P_{inj}}{4 \rho_f g},$$

$$V_{1f} = 0,001 \int_0^{T(\text{мин})} q_{f2}(t) dt \cong \frac{\alpha T^{1-\beta}}{1000(1-\beta)}.$$

Радиус зоны загрязнения (кольматации) ПЗП при глушении скважин определяется как:

$$R_{pol} = \sqrt{\frac{V_f}{\pi h m(1-S_{rws})} + R_w^2}.$$

При этом можно оценить его погрешности $\mu_m(t) = \mu_m = \text{const}$, где P_{res} – пластовое давление; $P_0 > P_{res}$ – начальное давление закачки жидкости глушения; τ_{res} – время, при котором давление закачки снижается до пластового. С учётом значения коэффициента динамической вязкости уравнение (2) принимает вид:

$$0,25r^2 \ln \left(\frac{r}{R_w \sqrt{e}} \right) + R_w^2 = \frac{4k(P_0 - P_{res})}{m(1-S_{rws})\mu_m} \int_0^t \left(1 - \frac{t}{\tau_{res}} \right) dt, \quad (9)$$

или после вычисления интеграла формула (9) имеет вид

$$0,25r^2 \ln \left(\frac{r}{R_w \sqrt{e}} \right) + R_w^2 = \frac{2k(P_0 - P_{res})\tau_{res}}{m(1-S_{rws})\mu_{m1}} \left[1 - \left(1 - \frac{t}{\tau_{res}} \right)^2 \right]. \quad (10)$$

Из уравнения (10) в тексте нет такой формулы следует (где $x=r/R_w$):

$$\frac{t}{\tau_{res}} = 1 - \sqrt{1 - \frac{\mu_m m(1-S_{rws})R_w^2}{k(P_0 - P_{res})\tau_{res}} \left[x^2 \ln \left(\frac{x}{\sqrt{e}} \right) + 0,5 \right]}.$$

Результаты тестовых расчётов

Результаты тестовых расчётов с восемью возможными вариантами с техническими параметрами изложены в табл. 3.

Зависимость радиусов зоны загрязнения от продолжительности времени глушения скважины, установленная по результатам расчёта, представлена на рис. 4 (при давлении закачки и $P_{res}=5$ МПа), где для каждого графика получены аппроксимационные уравнения в виде $r(T)=aT^b$, позволяющие определить радиусы зон загрязнения (табл. 3).

$$q_f(t) = \frac{2\pi kh \left[P_0 - (P_0 - P_{res}) \frac{t}{\tau_{res}} - P_{res} \right]}{\mu_m \ln \left(\frac{at^b}{R_w} \right)} - \frac{\pi d_p^2 (P_0 - P_{res})}{4 \rho_f g r_{res}}.$$

Если перейти к смешанной системе единиц, то получим:

$$q_f(t) = \frac{0,385kh \left[P_0 - (P_0 - P_{res}) \frac{t}{\tau_{res}} - P_{res} \right]}{\mu_m \cdot \ln \left[\frac{100at^b}{R_w} \right]} - \frac{80,088(d_p^2)(P_0 - P_{res})}{\rho_f r_{res}}.$$

Таблица 3. Варианты изменения давления закачки
 Table 3. Options for changing injection pressure

Параметр, характеризующий вариант Parameter characterizing the variant		Параметр аппроксимационных уравнений для расчёта радиусов зоны кольматации Parameter of approximation equations for calculating the radii of the clogging zone, $r(T)=aT^b$						
Вязкость жидкости, Па·с Liquid viscosity, Pa·s	Плотность жидкости, кг/м ³ Liquid density, kg/m ³	P_0 , МПа MPa	P_{res} , МПа MPa	τ_{res} , мин min	a	b	Коэффициент достоверности аппроксимации Approximation confidence factor R^2	
1	0,58	792,8	7,0	5,0	480	0,7584	0,3699	0,9956
2	0,58	792,8	6,5	5,0	480	0,6816	0,3688	0,9958
3	0,58	792,8	6,0	5,0	480	0,5873	0,3664	0,9963
4	0,58	792,8	5,5	5,0	480	0,4619	0,3549	0,9971
5	1,2	789,3	7,0	5,0	480	0,5793	0,3661	0,9964
6	1,2	789,3	6,5	5,0	480	0,5224	0,3631	0,9968
7	1,2	789,3	6,0	5,0	480	0,4551	0,3554	0,9972
8	1,2	789,3	5,5	5,0	480	0,3617	0,3430	0,9970

В соответствии с этой формулой были проведены тестовые расчёты, результаты которых представлены в виде графиков на рис. 4, 5 (при давлении закачки

$$P_{inj1}(t) = P_0 - (P_0 - P_{res}) \frac{t}{\tau_{res}} \text{ и } P_{res}=5 \text{ МПа}.$$

Объем ЖГ на забое скважины, закачанный в процессе глушения (V_{1f}), после преобразования приобретает вид:

$$V_{f1} = 0,001 \int_0^T \left\{ \frac{2\pi kh \left[P_0 - (P_0 - P_{res}) \frac{t}{\tau_{res}} - P_{res} \right]}{\mu_m \cdot \ln \left(\frac{at^b}{R_w} \right)} - \frac{\pi d_p^2 (P_0 - P_{res})}{4 \rho_f g \tau_{res}} \right\} dt.$$

Результаты расчёта объёма ЖГ и радиусы зон загрязнения (кольматации) с использованием исходных данных приведены в табл. 4.

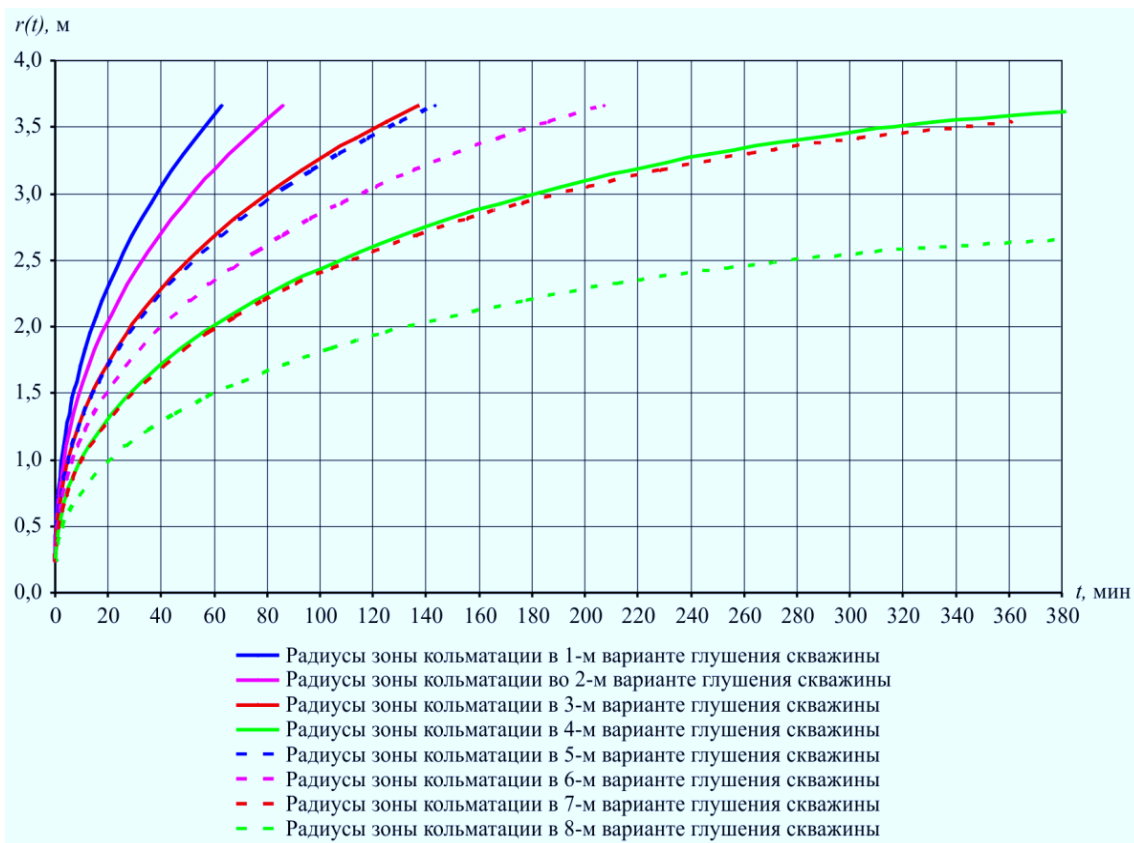


Рис. 4. Влияние продолжительности глушения скважин на радиус зоны загрязнения

Fig. 4. Influence of well killing duration on the radius of the contamination zone

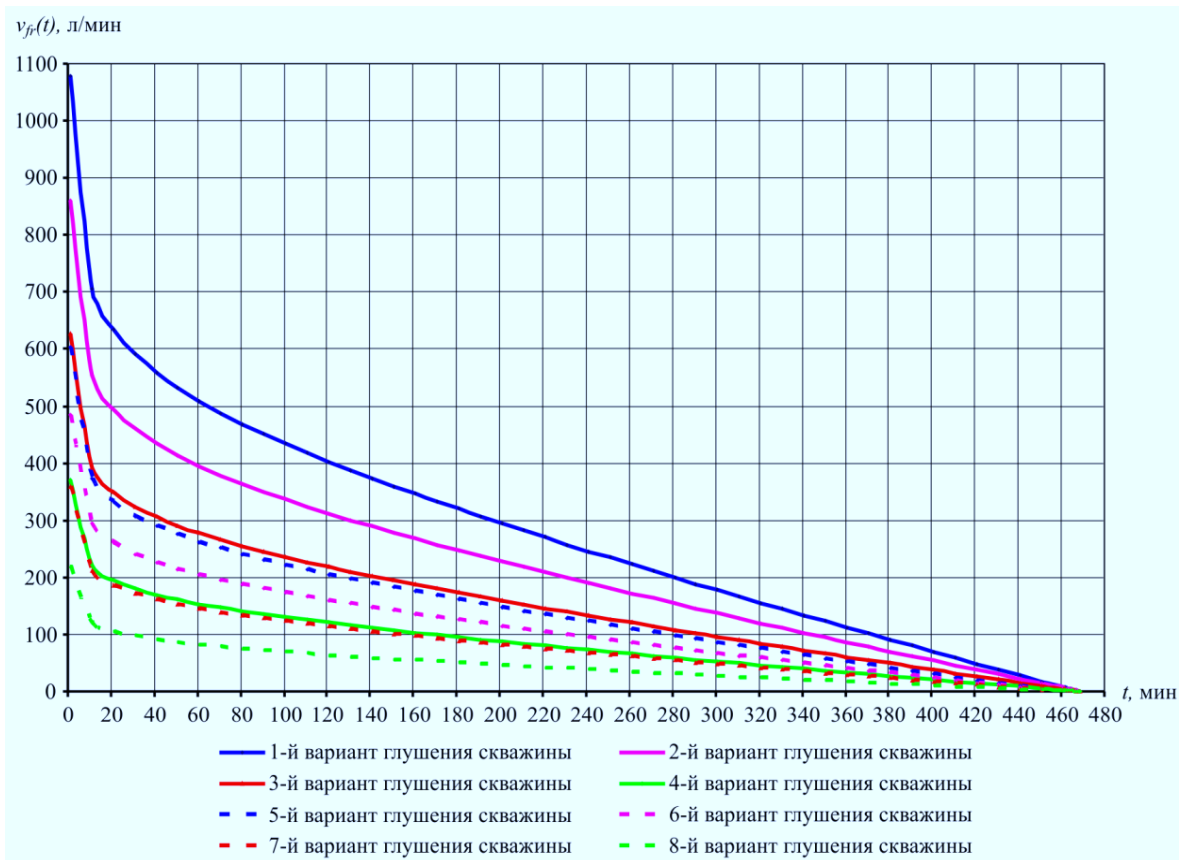


Рис. 5. Влияние скорости подачи жидкости глушения на продолжительность глушения скважины

Fig. 5. Influence of killing fluid supply rate on well killing period

Таблица 4. Результаты расчётов объёмов жидкости глушения

Table 4. Results of calculations of killing fluid volumes

Расчётные показатели Estimated indicators	Жидкости глушения/Killing fluids							
	Первая жидкость глушения (за 468 мин) First killing fluid (for 468 min)				Вторая жидкость глушения (за 451 мин) Second kill fluid (for 451 min)			
	Варианты/Options							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Необходимый объём жидкости глушения, м ³ Required volume of killing fluid, m ³	147,1	117,3	86,5	54,1	84,4	68,9	53,0	35,9
Радиусы зон загрязнения (кольматации), м Radii of contamination zones (colmatation), m	7,18	6,41	5,47	4,17	5,36	4,79	4,09	3,20

Несмотря на то, что использование численных методов аппроксимации и интегрирования приводит к расхождению в оценках радиусов зон загрязнения (кольматации), связанному с неизбежностью накопления ошибок округлений, математическая модель вполне приемлема для практического применения [3, 5, 25]. Предложенная математическая модель предназначена, в том числе, и для расчёта технологических параметров всех этапов блокирования ПЗП при глушении с использованием ВУС в качестве ЖГ и управлении гидродинамическими процессами в газоконденсатных скважинах.

Заключение

Созданная математическая модель имеет практическое значение. Модель, предназначенная для использования при глушении скважин с АНПД, где $K_a < 0,2$, позволит разработать проект временной блокировки пласта и оценить предполагаемые параметры процесса закачки блокирующего состава – ВУС (давление/расход, продолжительность). Данная модель может послужить основой для программного обеспечения, способного автоматически выполнять функции выбора оптимальных свойств блокирующего состава и режимов его закачки, исходя из критериев эффективного глушения и последующего освоения скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Математические модели расчета фильтрационных процессов на газоконденсатных месторождениях // О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань, 2020. – С. 174–178.
2. Modeling of hydraulic fracture initiation and propagation in a mechanically stratified geologic system / K. Smart, G. Ofoegbu, K. Das, D. Basu, K. Smart // ARMA 2012-275/46th US Rock Mechanics Symposium. – Chicago, IL, June 24–27, 2012. – 9 p.
3. Gasumov R., Gasumov E. Innovative risk management for geological and technical (technological) // SOCAR Proceedings. – 2020. – № 2. – P. 8–16.
4. Окромелидзе Г.В., Некрасова И.Л., Гаршина О.В. Глушение скважин с использованием вязкоупругих составов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 56–61.
5. Redrovan P., Kuchin V., Dvoynikov M. Development of technology for increasing well completion during drilling in the abnormal reservoir pressures intervals // SHS Web of Conferences 84, 05001 (2020) Circumpolar Studies. – 2020. <https://doi.org/10.1051/shsconf/20208405001> (дата обращения 15.07.2022).
6. Mahjoob M., Etemad S., Thibault J. Numerical study of non-Newtonian flow through rectangular microchannels // Iranian Journal of Chemical Engineering. – 2009. – V. 6. – № 4. (Autumn). – P. 44–61.
7. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Дрофа, 2003. – 100 с.
8. Каракетов А.В. Математическое моделирование процесса блокирования продуктивного пласта при проведении капитального ремонта скважин // Газовая промышленность. – 2020. – № 2 (796). – С. 96–102.
9. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Исследования технологического режима работы газовых скважин с однородным лифтом по критической скорости восходящего потока (на примере сеноманских залежей газовых месторождений Западной Сибири) // SOCAR Proceedings. – 2021. – № 1. – С. 97–103.
10. TACITE: a transient tool for multiphase pipeline and well simulation / C. Pauchon, H. Dhulesia, G. Binh Cirlot, J. Fabre // SPE Annual Technical Conference, SPE 28545. – Los Angeles, 1994. – P. 25–28.

11. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Особенности цифрового фильтрационного моделирования продуктивных залежей // Наука. Инновации. Технологии. Ставрополь. – 2021. – № 2. – С. 7–28.
12. Performances of transient two-phase flow models / D. Lopez, H. Dhulesia, E. Leporcher, P. Duchet-Suchaux // Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Texas, 1987. – P. 631–646. DOI: 10.2523/38813-ms.
13. Толпаев В.А., Ахмедов К.С. Математические модели прогнозирования производительности газовых скважин и их практическое значение // Автоматизация, телемеханика и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 2 (571). – С. 36–48.
14. Khudayarov B.A., Turaev F.Zh. Mathematical modeling of the dynamics of viscoelastic pipelines with a flowing liquid // Young scientist. – 2015. – № 8 (88). – P. 19–24. URL: <https://moluch.ru/archive/88/17246/> (accessed: 28 July 2022).
15. Malanichev I.V., Akhmadiev F.G. Simulation of Non-Newtonian emulsion flows in microchannels // J Eng Phys Thermophy. – 2015. – V. 88. – P. 1483–1490. URL: <https://doi.org/10.1007/s10891-015-1334-z> (accessed: 28 July 2022).
16. Azhikhanov N., Bisembayeva K., Zhunisov N. Mathematical model of fluid filtration to horizontal well in tight heterogeneous formation // Global Journal of Pure and Applied Mathematics. – 2016. – V. 12. – № 1. – P. 201–211. URL: <http://www.rippublication.com> (дата обращения 15.07.2022).
17. Толпаев В.А., Ахмедов К.С. Математические модели прогнозирования дебитов скважин газовых месторождений // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: Сборник трудов II Международной научно-практической конференции, посвященной 10-летию Северо-Кавказского федерального университета. – Ставрополь, 2021. – С. 289–295.
18. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. – Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc., 1999. – 384 p.
19. Толпаев В.А., Ахмедов К.С., Петросянц М.Т. Математические модели расчётов прогнозной производительности газовых скважин по кривым «дебит-накопленный отбор» // Ученые записки Забайкальского государственного университета. – 2020. – Т. 15. – № 3. – С. 19–37.
20. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Математическая модель для расчета процессов самозадавливания насосно-компрессорных труб жидкостью с помощью продувки скважин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 8 (620). – С. 46–51.

21. Minami K., Shoham O. Transient two-phase flow behavior in pipelines-experiment and modeling // Int. J. of Multiphase Flows. – 2019. – V. 20. – № 4. – P. 739–752.
22. Vincent O.S., Charles A., Patrick S. Concerning the effect of a viscoelastic foundation on the dynamic stability of a pipeline system conveying an incompressible fluid // Journal of Applied and Computational Mechanics. – 2016. – V. 2. – № 2. – P. 96–117.
23. Salim P. H., Stanislav J.F. Evaluation of methods describing the flow of gas-liquid mixture in Wells // Pet. Tech. (January/February). – 1994. – V. 33. – P. 58–67. URL: <https://doi.org/10.2118/94-02-07> (дата обращения 15.07.2022).
24. Kuchin V., Dvoynikov M., Nutskova M. Isolation through a viscoelastic surfactant of a fracable hydrocarbon-containing formation // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – V. 1478 (1). – 012022.
25. Бондаренко А.В., Мардашов Д.В., Исламов Ш.Р. Оценка эффективности применения блокирующих полимерных составов при глушении нефтяных скважин в условиях карбонатного коллектора и высокого газового фактора // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20. – № 1. – С. 53–64.

Поступила: 29.07.2022 г.

Прошла рецензирование: 04.11.2022 г.

Информация об авторах

Гасумов Р.А., доктор технических наук, профессор кафедры гидрогеомеханического моделирования Института «Наука о Земле» Северо-Кавказского федерального университета.

Гасумов Э.Р., кандидат экономических наук, доцент кафедры менеджмента. Азербайджанского университета нефти и промышленности; докторант Азербайджанского технического университета.

UDC 622.279.76

MATHEMATICAL MODEL FOR INJECTING VISCOELASTIC COMPOSITIONS INTO THE PRODUCTIVE FORMATION

Ramiz A. Gasumov¹,
R.Gasumov@yandex.ru

Eldar R. Gasumov^{2,3},
gasumov@me.com

¹ North Caucasian Federal University,
1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russia.

² Azerbaijan University of Oil and Industry,
20, Azadlig avenue, Baku, AZ1010, Azerbaijan.

³ Azerbaijan Technical University,
25, G. Javid Avenue, Baku, AZ 1148, Azerbaijan.

Relevance. Workover of gas condensate wells at abnormally low formation pressures, where $K_a < 0,2$ is a serious problem considering that killing wells with temporary blocking of the bottomhole formation zone is an important stage in well repair. At the same time, the choice of the compositions and parameters of the killing fluid and the technology of their application, which allow controlling hydrodynamic processes in the «well-formation» system, is of particular importance. However, at ultra-low values of the formation pressure anomaly coefficient ($K_a < 0,2$), killing wells and preventing the absorption of killing fluid into the formation become a serious problem due to the lack of appropriate compositions with low densities and methods for controlling hydrodynamic processes in the bottomhole formation zone that meet the requirements. Therefore the compensation of killing fluid insufficient density is possible due to its other rheological parameters, which allow controlling the fluid flow in the «well-formation» system by creating the necessary «barrier» to block the bottomhole formation zone. The use of the method of mathematical modeling for injecting viscoelastic compositions into the productive formation during well killing, with $K_a < 0,2$, makes it possible to control hydrodynamic processes in the bottomhole formation zone and block it. This allows designing the process, evaluating the expected parameters of the technological regime of viscoelastic compositions injection (bottomhole pressure, fluid flow, process duration) into the productive formation and making the necessary adjustments in order to optimize the technological parameters to minimize the negative consequences in well killing. To optimize the process of making managerial decisions during well workover, reduce the time and increase the effectiveness of well killing, it is necessary to effectively plan the technologies used with innovative approaches.

Purpose: making a mathematical model for viscoelastic compositions injection during well killing at abnormally low formation pressures ($K_a < 0,2$) and a method for controlling hydrodynamic processes in the bottomhole formation zone to improve the efficiency of gas condensate fields development under conditions of a significant drop in reservoir pressure.

Objects: wells of gas and gas condensate fields with abnormally low formation pressures ($K_a < 0,2$).

Methods: mathematical modeling. As a theoretical basis, the general non-stationary equations of conservation of mass and momentum of phases in a gas-liquid flow and the equations of oil and gas filtration in the formation are used. A numerical calculation scheme based on the finite difference method is constructed. With its help, multivariate calculations are carried out, the results of which are analyzed.

Results. A mathematical model has been made for use when killing wells with abnormally low formation pressures, where $K_a < 0,2$, which allows developing a temporary reservoir blocking project and evaluating the expected parameters of the viscoelastic composition injection (pressure/flow rate, duration). The developed model can serve as the basis for software that can automatically perform the functions of selecting the optimal properties of the blocking composition and its injection modes, based on the criteria for effective killing and subsequent development of wells.

Key words:

gas condensate well, abnormally low formation pressures, killing, blocking the bottomhole formation zone, killing fluid, viscoelastic composition, productive formation, mathematical model.

REFERENCES

- Gasumov R.A., Gasumov E.R. Matematicheskie modeli rascheta filtratsionnykh protsessov na gazokondensatnykh mestorozhdeniyakh [Mathematical models for calculating filtration processes in gas condensate fields]. *O novoy paradigme razvitiya neftegazovoy geologii. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [On a new paradigm for the development of oil and gas geology. Proc. of the International Scientific and Practical Conference]. Kazan, Ikhlas Publ., 2020. pp. 174–178.
- Smart K., Ofoegbu G., Das K., Basu D., Smart K. Modeling of hydraulic fracture initiation and propagation in a mechanically stratified geologic system. *ARMA 2012-275/46th US Rock Mechanics Symposium*. Chicago, IL, June 24–27, 2012. 9 p.
- Gasumov R., Gasumov E. Innovative risk management for geological and technical (technological). *SOCAR Proceedings*, 2020, no. 2, pp. 8–16.
- Okromelidze G.V., Nekrasova I.L., Garshina O.V. Killing wells using viscoelastic compositions. *Oil industry*, 2016, no. 10, pp. 56–61. In Rus.
- Redrovan P., Kuchin V., Dvoynikov M. Development of technology for increasing well completion during drilling in the abnormal reservoir pressures intervals. *SHS Web of Conferences 84, 05001 (2020) Circumpolar Studies*, 2020. Available at: <https://doi.org/10.1051/shsconf/20208405001> (accessed 15 July 2022).
- Mahjoob M., Etemad S., Thibault J. Numerical study of non-Newtonian flow through rectangular microchannels. *Iranian Journal of Chemical Engineering*, 2009, vol. 6, no. 4 (Autumn), pp. 44–61.
- Loitsyansky L.G. *Mekhanika zhidkosti i gaza* [Mechanics of liquid and gas]. Moscow, Drofa Publ., 2003. 100 p.
- Karaketov A.V. Mathematical modeling of the process of blocking the productive formation during workover of wells. *Gas industry*, 2020, no. 2 (796), pp. 96–102. In Rus.

9. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Issledovaniya tekhnologicheskogo rezhima raboty gazovykh skvazhin s odnorodnym liftom po kriticheskoy skorosti voskhodyashchego potoka (na primere senomanskikh zalezhey gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri) [Study of the technological regime of operation of gas wells with a uniform lift according to the critical speed of the upward flow (by example of the Cenomanian deposits of gas fields in Western Siberia)]. *SOCAR Proceedings*, 2021, no. 1, pp. 97–103.
10. Pauchon C., Dhulesia H., Binh Cirlot G., Fabre J. TACITE: a transient tool for multiphase pipeline and well simulation. *SPE Annual Technical Conference*, SPE 28545. Los Angeles, 1994. pp. 25–28.
11. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Features of digital filtration modeling of productive deposits. *Nauka. Innovation. Technology*, 2021, no. 2, pp. 7–28. In Rus.
12. Lopez D., Dhulesia H., Leporcher E., Duchet-Suchaux P. Performances of transient two-phase flow models. *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Texas, 1987. pp. 631–646. DOI: 10.2523/38813-ms.
13. Tolpaev V.A., Akhmedov K.S. Mathematical models for predicting the productivity of gas wells and their practical significance. *Automation, telemechanization and communication in the oil industry*, 2021, no. 2 (571), pp. 36–48. In Rus.
14. Khudayarov B.A., Turaev F.Zh. Mathematical modeling of the dynamics of viscoelastic pipelines with a flowing liquid. *Young scientist*, 2015, no. 8 (88), pp. 19–24. Available at: <https://moluch.ru/archive/88/17246/> (accessed: 28 July 2022).
15. Malanichev I.V., Akhmediev F.G. Simulation of non-Newtonian emulsion flows in microchannels. *J Eng Phys Thermophy*, 2015, vol. 88, pp. 1483–1490. Available at: <https://doi.org/10.1007/s10891-015-1334-z> (accessed 15 July 2022).
16. Azhikhanov N., Bisembaeva K., Zhunissov N. Mathematical model of fluid filtration to horizontal well in tight heterogeneous formation. *Global Journal of Pure and Applied Mathematics*, 2016, vol. 12, no. 1, pp. 201–211. Available at: <http://www.ripublication.com> (accessed: 28 July 2022).
17. Tolpaev V.A., Akhmedov K.S. Matematicheskie modeli prognozirovaniya debitov skvazhin gazovykh mestorozhdeniy [Mathematical models for predicting well flow rates of gas fields]. *Innovatsionnye tekhnologii v neftegazovoy otrasli. Problemy ustoychivogo razvitiya territory. Sbornik trudov II Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy 10-letiyu Severo-Kavkazskogo federalnogo universiteta* [Innovative technologies in the oil and gas industry. Problems of Sustainable Development of Territories: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference Dedicated to the 10th Anniversary of the North Caucasus Federal University]. Stavropol, 2021. pp. 289–295.
18. Brill J.P., Mukherjee H. *Multiphase flow in wells*. Richardson, Texas, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc., 1999. 384 p.
19. Tolpaev V.A., Akhmedov K.S., Petrosyants M.T. Mathematical models for calculating the predicted productivity of gas wells according to the curves «debit-cumulative recovery». *Scientific notes of the Zabaikalsky State University*, 2020, vol. 15, no. 3, pp. 19–37. In Rus.
20. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Mathematical model for calculating the processes of self-clamping of tubing with liquid using well blowing. *Oilfield business*, 2020, no. 8 (620), pp. 46–51. In Rus.
21. Minami K., Shoham O. Transient two-phase flow behavior in pipelines-experiment and modeling. *Int. J. of Multiphase Flows*, 1994, vol. 20, no. 4, pp. 739–752.
22. Vincent O.S., Charles A., Patrick S. Concerning the effect of a viscoelastic foundation on the dynamic stability of a pipeline system conveying an incompressible fluid. *Journal of Applied and Computational Mechanics*, 2016, vol. 2, no. 2, pp. 96–117.
23. Salim P. H., Stanislav J.F. Evaluation of methods describing the flow of gas-liquid mixture in Wells. *Pet. Tech. (January/February)*, 1994, vol. 33, pp. 58–67. Available at: <https://doi.org/10.2118/94-02-07> (accessed 15 July 2022).
24. Kuchin V., Dvoynikov M., Nutskova M. Isolation through a viscoelastic surfactant of a fracable hydrocarbon-containing formation. *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, vol. 1478 (1), 012022.
25. Bondarenko A. V., Mardashov D. V., Islamov Sh. R. Evaluation of effectiveness of the use of blocking polymer compositions when killing oil wells in a carbonate reservoir at high gas factor. *Oil and Gas Business*, 2022, vol. 20, no. 1, pp. 53–64. In Rus.

Received: 29 July 2022.
Reviewed: 4 November 2022.

Information about the authors

Ramiz A. Gasumov, Dr. Sc., professor, North Caucasian Federal University.

Eldar R. Gasumov, Cand. Sc., associate professor, Azerbaijan University of Oil and Industry; doctoral candidate, Azerbaijan Technical University.