

31. Stehfest H. Algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms // Communications of the ACM. – 1970. – 13(1). – P. 47–49.
32. Stehfest H. Remark on algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms Communications of the ACM. – 1970. – 13(10):624.
33. Van-Everdingen A. F., Hurst W. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in the Reservoirs // Trans. AIME. – 1949. – Vol. 186. – P. 305–324.
34. Van-Everdingen A. F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of the Wells // Trans. AIME. – 1953. – Vol. 198. – P. 171–176.
35. Van Kruysdijk C. P. J. W. Semianalytical Modeling of Pressure Transients in Fractured Reservoirs // SPE 18169. – (October, 1988).

Сведения об авторах

Фаик Саад Алаельдин, аспирант кафедры моделирования и управления процессами нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Университет технологии, г. Багдад, Ирак, тел. 89199428514, e-mail: saadfaik1979@hotmail.com

Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ассистент кафедры нефтегазового дела, Киркукский университет, г. Киркук, тел. 89829327362, e-mail: mehemet80@yahoo.com

Information about the authors

Faik S. A., Postgraduate at the Department of Modeling and Control of Oil and Gas Production Processes, Industrial University of Tyumen, University of Technology, Baghdad, Iraq, phone: 89199428514, e-mail: saad-faik1979@hotmail.com

Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen, Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Assistant at the Department of Petroleum Engineering, University of Kirkuk, phone: 89829327362, e-mail: mehemet80@yahoo.com

УДК 532.7

ПОЛЕ ПОРИСТОСТИ КАРБОНАТНОГО ПЛАСТА НА ЭТАПЕ ВЫДЕРЖКИ ПРИ ЦИКЛИЧЕСКОМ КИСЛОТНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ MATHEMATICAL MODEL OF COLLECTOR POROUS FIELDS AT STAGE OF EXTRACTION UNDER CYCLE-ACID EFFECTS

А. И. Филиппов, А. А. Ковальский, И. Ф. Кабиров

A. I. Filippov, A. A. Kovalskiy, I. F. Kabirov

Филиал Башкирского государственного университета, г. Стерлитамак

*Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,
г. Салават*

Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, г. Стерлитамак

*Ключевые слова: технологическая выдержка; плотность раствора соляной кислоты;
пористость; постоянная химической реакции*

*Key words: technological aging; density of hydrochloric acid solution; porosity;
chemical reaction*

Одним из важнейших методов повышения проницаемости призабойной зоны карбонатосодержащих коллекторов является обработка кислотой, которая, взаимодействуя со скелетом, преобразует нерастворимые карбонаты в растворимые соли, легко извлекаемые из удаленных от скважины зон пласта. В работах [1, 2] показано, что в процессе однократной закачки существенные изменения пористости труднодостижимы. По этой причине для достижения требуемого эффекта кислотной обработки следует использовать многократные обработки, каждый цикл которой состоит из этапов инъекции кислотного раствора (собственно закачки), выдержки, в процессе которой достигается дополнительное расходование кислотного раствора, и последующего извлечения растворенных продуктов реакции. Отметим, что исследование этапа выдержки важно не только для совершенствования технологии, но и для экологии, поскольку утилизация извлекаемой из скважины продукции, содержащей кислоту, представляет существенную техническую проблему.

В работе [1] получено решение химико-гидродинамической задачи об изменении раствора соляной кислоты в околоскважинном пространстве в процессе дос-

тавки раствора соляной кислоты вглубь карбонатного пласта. Указанное решение может быть использовано для расчетов параметров циклической обработки. Зависимости для расчетов пространственно-временных изменений полей химически активных продуктов на этапе выдержки при циклической обработке к настоящему времени не получены.

Нами получены решение задачи и соответствующие зависимости, в том числе приближенные, плотности кислоты, пористости и продуктов реакции, которые могут быть использованы при расчетах для случая многократной обработки.

Растворение карбонатного скелета кислотой происходит в результате гетерогенной химической реакции. Основы кинетики гетерогенных реакций заложены в работах А. Фика, Ю. Е. Богуского, Н. Н. Каяндера, В. Спринга, А. Н. Щукарева [3]. А. Нойес, В. Уитни, Е. Бруннер, В. Нерст и др. предложили диффузную теорию. В дальнейшем результаты по кинетике гетерогенных реакций развиты в работах К. В. Кинга, В. М. Гортикова, А. Б. Здановского, Е. А. Мелвина-Хьюза, П. К. Уэйла, К. Ландау, Д. А. Франк-Каменецкого и В. Г. Левича [3, 4].

Успешность этапа выдержки определяется такими параметрами, как необходимый объем кислотного раствора, время выдержки, геометрия пор и т. д. На основе практического опыта Б. М. Сучковым, Э. М. Шайхутдиновой и исследователями фирмы Shlumberger Services рекомендованы эмпирические формулы для определения объема раствора кислоты на этапе выдержки [5]. В работе [6] исследованы температурные поля, возникающие при взаимодействии кислоты с карбонатным скелетом.

Математический прогноз времени выдержки кислотного состава в карбонатном коллекторе был сделан М. И. Максимовым [5]. В рассмотренных работах не учитывается процесс растворения карбонатной породы на предшествующих выдержке технологических процессах, что является их главным недостатком.

Математическая постановка задачи в зоне реакции $r < R$ представляется уравнениями неразрывности

- для кислоты

$$\frac{d(m\rho_a)}{dt} = -k\alpha(m)\rho_a^l = -kq, \quad (1)$$

- для скелета пористой среды

$$\frac{dm}{dt} = \alpha(m) \frac{\rho_a^l}{\rho_s} = \frac{q}{\rho_s}, \quad (2)$$

- для продуктов реакции

$$\frac{d(m\rho_n)}{dt} = k_n\alpha(m)\rho_a^l, \quad (3)$$

где $l = 1, 2$ для реакции первого и второго порядка соответственно; $n = 1, 2$ для продуктов реакции $CaCl_2$ и H_2CO_3 соответственно; $\alpha(m)$ — фактор скорости реакции, который определяется ниже. Начальные условия задаются в виде

$$m|_{t=0} = m_0(r); \quad \rho_a|_{t=0} = \rho_{a0}(r), \quad (4)$$

где ρ_a — плотность раствора соляной кислоты, кг/м^3 ; $\rho_{a0}(r)$ — поле плотности раствора соляной кислоты в начальный момент времени, кг/м^3 ; ρ_s — плотность карбонатной фазы скелета пористой среды, кг/м^3 ; α — константа скорости реакции, $1/\text{с}$; k — стехиометрический коэффициент; m, m_0 — пористость; $m_0(r)$ — поле пористости околоскважинной зоны продуктивного пласта в начальный момент времени; t — время выдержки раствора соляной кислоты, с.

Заметим, что эта задача также отличается от ранее рассмотренных наличием начального условия для пористости, зависящей от начальной координаты $m_0(r)$,

которая определяется предшествующими процессами. Это и позволяет применить полученные решения для описания циклических процессов воздействия.

Рассматриваемая задача (1)–(4) является нелинейной. Решение ее находится путем подстановки выражения ρ_a^l , полученного из (2), в (1) с последующим интегрированием полученного уравнения для пористости.

Анализ химической формулы взаимодействия соляной кислоты с карбонатом указывает на второй порядок реакции. Однако более детальный анализ кинетики указанной реакции позволяет уточнить ее порядок. Причиной изменения порядка реакции со второго на первый являются диффузионные ограничения, поскольку поток молекул соляной кислоты в растворе по направлению к твердой фазе — известняковой составляющей скелета — пропорционален, согласно закону Фика, градиенту концентрации. Для реакции первого порядка $l=1$, поделив уравнение (1) на (2), получим

$$\frac{d(m\rho_a)}{dm} = -k\rho_s, \quad (5)$$

или

$$\rho_a + m \frac{d(\rho_a)}{dm} = -k\rho_s. \quad (6)$$

Поскольку $k\rho_s$ не зависит от пористости, то последнее уравнение преобразуется в вид, удобный для разделения переменных.

$$\rho_a + k\rho_s + m \frac{d(\rho_a + k\rho_s)}{dm} = 0. \quad (7)$$

Решение этого уравнения имеет вид

$$\rho_a = (\rho_{a0}(r) + k\rho_s) \frac{m_0}{m} - k\rho_s. \quad (8)$$

Уравнение для пористости (2) с учетом выражения для плотности кислоты

$$\frac{dm}{dt} = \frac{\alpha(m)}{\rho_s} \left[(\rho_{a0}(r) + k\rho_s) \frac{m_0}{m} - k\rho_s \right], \quad (9)$$

или

$$\frac{dm}{dt} = k\alpha(m) \left[\left(\frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s} + 1 \right) \frac{m_0(r)}{m} - 1 \right]. \quad (10)$$

Переменные в этом уравнении также разделяются. Проинтегрировав часть разделенного уравнения, содержащую пористость, в пределах от $m_0(r)$ до m , а временную — от 0 до t , получим неявное уравнение для определения пористости

$$\int_{m_0(r)}^m \frac{m' dm'}{\alpha(m') \left[\left(\frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s} + 1 \right) m_0 - m' \right]} = kt. \quad (11)$$

Окончательно приходим к следующему результату для реакции первого порядка

$$\int_{m_0(r)}^m \frac{m' dm'}{\left(m' - m_0(r) \right) \left(1 + \frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s} \right) \alpha(m')} = -kt, \quad (12)$$

$$\rho_a = \rho_s k \left(\frac{m_0(r)}{m} \left(1 + \frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s} \right) - 1 \right). \quad (13)$$

Для продуктов реакции получено следующее решение:

$$\rho_n = \frac{k_n}{m} \int_0^t \alpha(m) \rho_a d\tau. \quad (14)$$

Результаты расчетов, осуществленных на основе полученных выражений, представлены ниже. В зависимости от конкретной реализации процесса плотность источников определяется согласно зависимости $q = \alpha(m)\rho_a$ для химических реакций первого порядка.

Известно, что скорость реакции зависит от площади соприкосновения реагентов. В пористой среде площадь соприкосновения зависит от коэффициента пористости m . Ниже определены зависимости константы скорости реакции от пористости для случаев, когда в исходном и конечном состоянии пористую среду можно представить в виде системы трубочек, заполненных кислотой, или скелета в виде шариков, между которыми находится раствор кислоты. Тогда возникают следующие случаи:

- в первом случае цилиндрических полостей в начальном и конечном состоянии получено выражение

$$\alpha(m) = \alpha_0 \sqrt{m(1-m)}, \quad (15)$$

- во втором случае цилиндрических полостей в начальном и сферических остатков скелета — в конечном состоянии

$$\alpha(m) = \alpha_0 \sqrt[3]{m} \sqrt{(1-m)^2}, \quad (16)$$

- в третьем случае — сферических полостей в начальном и сферических остатков скелета — в конечном состоянии

$$\alpha(m) = \alpha_0 \sqrt[3]{((1-m)m)^2}, \quad (17)$$

где α_0 — фактор скорости реакции, определяемый экспериментально.

При небольших изменениях пористости, как при кислотном воздействии на нефтегазовые пласты, изменения пористости при одном цикле закачки — отбора невелики. Поэтому можно считать, что α не зависит от пористости m . Это предположение позволяет построить приближенные зависимости для расчетов пористости. Выражение (12) в этом случае преобразуется к виду

$$\int_{m_0(r)}^m \frac{m' dm'}{\left[\left(\frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s} + 1 \right) m_0 - m' \right]} = \alpha k t, \quad (18)$$

интеграл в левой части которого вычисляется аналитически. Для определения пористости в этом случае получим следующее трансцендентное уравнение:

$$\frac{m - m_0(r)}{m_0(r)} + \left(\frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s} + 1 \right) \ln \left(1 - \frac{k\rho_s}{\rho_{a0}(r)} \frac{m - m_0(r)}{m_0(r)} \right) = - \frac{\alpha k t}{m_0(r)}. \quad (19)$$

Если воспользоваться формулой Тейлора для логарифмической функции, то, сохранив только первое слагаемое, получим

$$\frac{m - m_0(r)}{m_0(r)} - \left(1 + \frac{k\rho_s}{\rho_{a0}(r)}\right) \frac{m - m_0(r)}{m_0(r)} = -\frac{\alpha k t}{m_0(r)}, \quad (20)$$

откуда следует приближенная формула, справедливая для малых значений времени

$$m = m_0(r) + \frac{\rho_{a0}(r)}{\rho_s} \alpha k t. \quad (21)$$

Формула может быть уточнена, если в разложении сохранить два слагаемых. Уравнение для определения пористости в этом случае

$$m - m_0(r) + a \left(\frac{m - m_0(r)}{m_0(r) - a} - \frac{1}{2} \left(\frac{m - m_0(r)}{m_0(r) - a} \right)^2 \right) = -\alpha k t, \quad (22)$$

а его решение имеет вид

$$m - m_0(r) = \frac{m_0(r)}{\left(1 + \frac{k\rho_s}{\rho_{a0}(r)}\right)} \left[\sqrt{1 + 2\alpha k \left(1 + \frac{\rho_{a0}(r)}{k\rho_s}\right) \frac{t}{m_0(r)}} - 1 \right]. \quad (23)$$

Выражение для вычисления плотности кислоты при этом не изменяется.

На рисунках 1 и 2 изображены графики зависимости пористости карбонатного скелета и плотности раствора соляной кислоты от времени на этапе технологической выдержки после предшествующей закачки на расстояниях $r = 0,1; 0,15; 0,2$ и $0,3$ м от оси скважины, построенные по формулам (12), (19), (21), (23) и (13). Расчеты начальных значений пористости и плотности кислоты осуществлены по формулам, приведенным в работе [1], при следующих параметрах: скорость предшествующей закачки $D = 5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$, время закачки $t = 3\,600 \text{ с}$, плотность закачиваемого раствора соляной кислоты $\rho_a = 104,7 \text{ кг/м}^3$, плотность карбонатной породы $\rho_s = 2\,600 \text{ кг/м}^3$, пористость до начала закачки принята не зависящей от радиальной координаты и равной $m = 0,1$, постоянная химической реакции $\alpha = 1 \cdot 10^{-3} \text{ 1/с}$.

Кривые 1 и 2 на всех рисунках построены по неявным зависимостям (12) и (19), кривые 3 и 4 — по приближенным формулам (21) и (23). Поскольку кривые 1 и 2 на всех рисунках совпадают, то можно считать, что в выбранном диапазоне пористостей зависимостью постоянной реакции $\alpha(m)$ от пористости можно пренебречь: $\alpha(m) = \text{const} = \alpha$. Это позволяет, используя зависимость (19), существенно упростить расчеты, поскольку неявная формула (12) содержит интегральное выражение, создающее существенные вычислительные трудности при построении обратной функции. Кривые 3 и 4, построенные по приближенным формулам, при сравнении с кривыми 1 и 2 определяют погрешности расчетов пористости скелета и плотности раствора и возможный диапазон практического использования упрощенных зависимостей.

Рисунки 1 (а, б) и 2 (а, б) иллюстрируют изменения пористости и плотности кислоты в прискважинной зоне пласта $r = 0,1 \text{ м}$, где наблюдается максимальное разьедание скелета как на этапе выдержки, так и на предшествующем этапе закачки. На отметках $r = 0,15, 0,2, 0,3 \text{ м}$ (см. рис. 1 (б, в, г) и рис. 2 (б, в, г)) снижается плотность закачиваемого раствора соляной кислоты и, как следствие, уменьшается прирост пористости, достигнутый на этапе технологической выдержки.

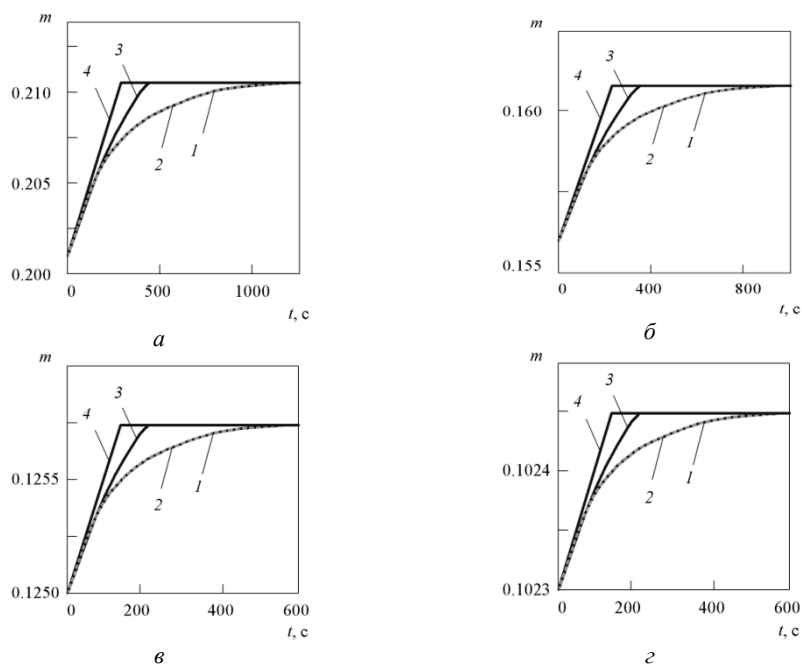


Рис. 1. Графики зависимости пористости карбонатного скелета от времени на этапе технологической выдержки на расстояниях: $r = 0,1$ м (а); $r = 0,15$ м (б); $r = 0,2$ м (в); $r = 0,3$ м (г) от оси скважины, построенные по формулам: кр. 1 — (18), кр. 2 — (19), кр. 3 — (21), кр. 4 — (23)

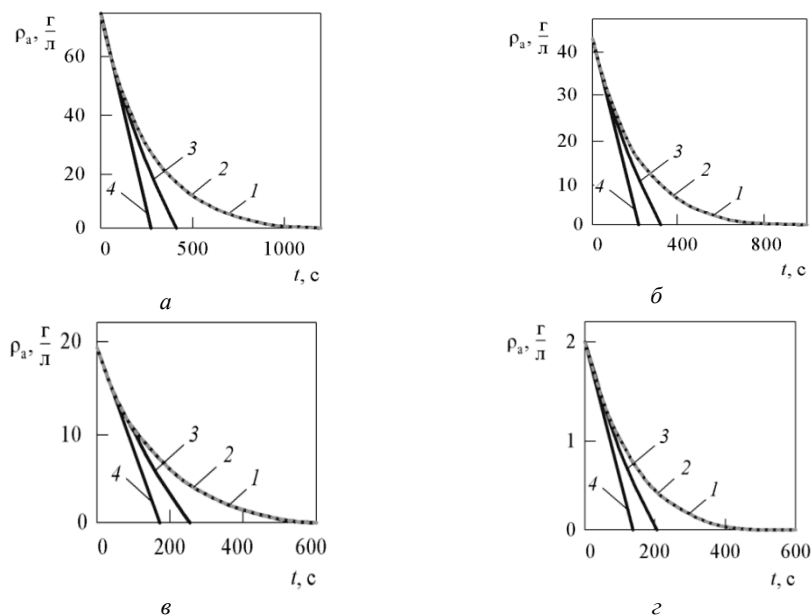


Рис. 2. Зависимости плотности раствора соляной кислоты от времени на этапе технологической выдержки на отметках: $r = 0,1$ м (а); $r = 0,15$ м (б); $r = 0,2$ м (в); $r = 0,3$ м (г) от оси скважины, построенные по формулам: кр. 1 — (13), (12); кр. 2 — (13), (19); кр. 3 — (13), (21); кр. 4 — (13), (23)

Таким образом, найдено решение задачи о полях концентрации веществ при кислотном воздействии на нефтегазовые пласты, на основании чего построены формулы для расчетов пористости, плотности раствора соляной кислоты и продуктов реакции. В отличие от известных, найденные точные и приближенные зависимости учитывают начальные пространственные распределения исследуемых параметров. Это позволяет использовать полученные формулы при расчетах пространственно-временных распределений пористости, достигаемых на этапах выдержки при многократной циклической закачке.

Библиографический список

1. Filippov A. I., Kabirov I. F., Karimov A. R. Account of the number of stages and of cyclicity in the problem on acidic stimulation of an oil-bearing stratum // Journal of engineering physics and thermophysics. – 2015. – Vol. 88, Issue 4. – P. 848–857.
2. Температурные поля при кислотном воздействии на нефтегазовые пласты / А. И. Филиппов [и др.] // Инженерно-физический журнал. – 2005. – Т. 78, № 2. – С. 510–518.
3. Глушенко В. Н. Нефтепромысловая химия в 5 т. / Под ред. проф. И. Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт, Наука, 2009. – 706 с.
4. Левич В. Г. Физико-химическая гидродинамика. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Физматгиз, 1959. – 699 с.
5. Сучков Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Ижевск: НИЦ РХД, 2005. – 688 с.
6. Температурные поля при кислотной обработке нефтяных пластов / А. И. Филиппов [и др.] // Теоретические основы химических технологий. – 2008. – Т. 42, № 5. – С. 570–578.

Сведения об авторах

Филиппов Александр Иванович, д. т. н., профессор кафедры общей и теоретической физики естественнонаучного факультета, филиал Башкирского государственного университета, г. Стерлитамак, профессор кафедры общенаучных дисциплин, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Салават, тел. 9(987)0560226, e-mail: filippovai@rambler.ru

Ковальский Алексей Алексеевич, к. ф.-м. н., директор, филиал Башкирского государственного университета, г. Стерлитамак, тел. 9(927)2370555, e-mail: aakov68@mail.ru

Кабиров Ильшат Файзелькавичевич, младший научный сотрудник, Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, г. Стерлитамак, тел. 8(3473)205970, e-mail: kabirov.ilshat@bk.ru

Information about the authors

Filippov A. I., Doctor of Engineering, Professor at the Department of General and Theoretical Physics of the Natural Science Faculty, Sterlitamak Branch of Bashkir State University, Professor at the Department of General Scientific Disciplines, Salavat Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 9(987)0560226, e-mail: filippovai@rambler.ru

Kovalskiy A. A., Candidate of Physics and Mathematics, Chief, Sterlitamak Branch of Bashkir State University, phone: 9(927)2370555, e-mail: aakov68@mail.ru

Kabirov I. F., Junior Researcher, Institute of Strategic Studies of the Republic of Bashkortostan, Sterlitamak, phone: 8(3473)205970, e-mail: kabirov.ilshat@bk.ru

УДК 622.24.053

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПОГЛОЩЕНИЯ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ ОТ ЗАКАЧИВАЕМЫХ ЖИДКОСТЕЙ В СТРУКТУРЕ ГОРНОЙ ПОРОДЫ STUDY OF ABSORPTION OF PRESSURE WAVES FROM INJECTED FLUIDS IN THE ROCK STRUCTURE

М. Я. Хабибуллин, В. А. Петров, Л. В. Петрова, Р. Г. Хабибуллина
M. Ya. Khabibullin, V. A. Petrov, L. V. Petrova, R. G. Khabibullina

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,
г. Октябрьский

Ключевые слова: деформация; напряжение; частота; коэффициент поглощения пород
Key words: deformation; tension; frequency; absorption coefficient of rocks

Проведенный анализ теоретических исследований в области распространения волн давления жидкости в пластах показал, что работы в данной области были направлены на изучение распространения самой жидкости в порах породы с точки зрения частоты колебания давления и ее амплитуды от перемещения. Изучение данного процесса, на наш взгляд, почти не поддается учету всех факторов и, следовательно, полученные результаты нельзя считать объективными [1–9]. Решаю-