ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №4 2025
Домашняя страница журнала: https://ered.pstu.ru/index.php/geo
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276.031.011.43:550.822.3
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Исследование условий развития пластических деформаций в прискважинной зоне

И.Т. Усманов[1], И.И. Гирфанов[1], Р.С. Гуфронов[1], А.А. Лутфуллин[2], Ю.П. Стефанов[3], А.А. Татаурова[3]

[1]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Российская Федерация, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а)
[2]ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Российская Федерация, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75а)
[3]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН
(Российская Федерация, 630090, г. Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3)

Study of the Conditions for the Development of Plastic Deformations in the Near-Wellbore Zone

Ilnur T. Usmanov[1], Ildar I. Girfanov[1], Rakhmatali S. Gufronov[1], Azat A. Lutfullin[2], Yury P. Stefanov[3], Antonina A. Tataurova[3]

[1]TatNIPIneft R&D Institute of the PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (186a Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation)
[2]PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (75a Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation)
[3]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences
(3 Koptug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation)

Получена / Received: 02.06.2025. Принята / Accepted: 31.10.2025. Опубликована / Published: 21.11.2025

Ключевые слова:
скважина, перфорация, трещина, песчаник, псевдопластическая деформация, напряженно-деформированное состояние, численное моделирование, определяющие соотношения, геомеханические исследования, диаграммы нагружения, упругие модули, предел упругости, упрочнение, разупрочнение.

В процессе разработки нефтяных месторождений требуется определение оптимальных режимов их эксплуатации, которые включают в том числе ограничения по забойным давлениям. Предельно допустимые забойные давления в скважинах, эксплуатирующих нефтяные залежи, часто связаны со значениями давления насыщения, или максимальной продуктивностью скважин. В то же время их значения должны обеспечить устойчивое состояние скважины и окружающего пространства. Для этого необходимо, чтобы псевдопластическая деформация была ограничена допустимым уровнем, при котором в пласте не возникают значительные нарушения. Наличие обширных зон пластических деформаций большой интенсивности означает возникновение в прискважинной зоне пласта разрушенной породы, которая может являться причиной появления твердой фазы в продукции и выхода из строя внутрискважинного оборудования из-за абразивного износа.
Исследованы предельные значения забойных давлений, до достижения которых пластические деформации в прискважинной зоне пласта отсутствуют или имеют незначительную интенсивность. Условия возникновения пластических деформаций в прискважинной зоне исследованы для двух типов пород месторождений Республики Татарстан: слабосцементированного и крепкого песчаника. Моделирование осуществлялось в рамках упругопластической модели с предельной поверхностью Друккера – Прагера и неассоциированным законом пластического течения. Параметры модели были определены на основе данных лабораторных испытаний. Система уравнений решалась с использованием явной численной схемы. Численные расчеты для условий окрестности скважины проведены с изменением забойного давления от величины начального пластового давления до минимального, доступного для расчетов уровня. Определены условия пластических деформаций для различных скважинных условий, таких как открытый ствол, обсаженный зацементированный ствол с перфорационными каналами различной длины и ориентации, скважина с трещиной гидравлического разрыва пласта. По результатам расчетов для слабосцементированного песчаника уровень пластических деформаций получен выше порога разрушения породы при забойных давлениях 4–6,5 МПа. Для крепких песчаников уровень пластических деформаций ниже порога разрушения породы для всех модельных условий.

Keywords:
well, perforation, crack, sandstone, pseudoplastic deformation, stress-strain state, numerical modeling, constitutive relations, geomechanical studies, loading diagrams, elastic modulus, elastic limit, hardening, softening.

During oil field development, optimal operating conditions must be determined, including limitations on bottomhole pressures. Maximum permissible bottomhole pressures in wells producing oil deposits are often related to saturation pressures or maximum well productivity. At the same time, these values must ensure a stable wellbore and surrounding environment. This requires that pseudoplastic deformation be limited to an acceptable level that prevents significant disruption of the formation. The presence of extensive zones of high-intensity plastic deformation indicates the formation of fractured rock in the near-wellbore zone, which can lead to the formation of solids and the failure of downhole equipment due to abrasive wear.
The study identified the maximum permissible bottomhole pressures below which plastic deformation in the near-wellbore zone is absent or of negligible intensity. The conditions for the occurrence of plastic deformations in the near-wellbore zone were studied for two types of rock found in the Republic of Tatarstan: weakly cemented sandstone and strong sandstone. Simulations were performed using an elastoplastic model with the Drucker-Prager limit surface and a non-associated plastic flow law. The model parameters were determined based on laboratory test data. The system of equations was solved using an explicit numerical scheme. Numerical calculations for wellbore conditions were performed with bottomhole pressure varying from the initial reservoir pressure to the minimum level accessible for calculations. Plastic deformation conditions were determined for various wellbore conditions, such as openhole, cased cemented hole with perforations of varying length and orientation, and a well with a hydraulic fracture. According to the calculation results for weakly cemented sandstone, the level of plastic deformation was obtained above the rock failure threshold at bottomhole pressures of 4–6.5 MPa. For hard sandstones, the level of plastic deformations is below the rock failure threshold for all model conditions.

Усманов Ильнур Талгатович – кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник (e-mail: usmanovit@tatnipi.ru, тел.: +007(855)572 51 81).
Гирфанов Ильдар Ильясович – кандидат технических наук, заведующий сектором (e-mail: gii@tatnipi.ru, тел.: +007 (855) 331 08 00, доб. 53098).
Гуфронов Рахматали Сафаралиевич – инженер II категории (e-mail: GufronovRS@tatnipi.ru, тел.: +007 (855) 331 08 00, доб. 53006).
Лутфуллин Азат Абузарович – кандидат технических наук, заместитель начальника департамента разработки месторождений (e-mail: LutfullinAA@tatneft.ru, тел.: +007 (855) 330 72 45).
Стефанов Юрий Павлович – доктор физико-математических наук, профессор РАН, ведущий научный сотрудник, лаборатория глубинных геофизических исследований и региональной сейсмичности (e-mail: yu_st@mail.ru).
Татаурова Антонина Андреевна – научный сотрудник, лаборатория глубинных геофизических исследований и региональной сейсмичности (e-mail: TataurovaAA@ipgg.sbras.ru).

IlnurT. Usmanov (Author ID in Scopus: 57263325500) – PhD in Physics and Mathematics, Leading Researcher (tel.: +007(855)572 51 81, e-mail: usmanovit@tatnipi.ru). The contact person for correspondence.
Ildar I. Girfanov (Author ID in Scopus: 57213156586, ORCID: 0000-0002-1554-1577) – PhD in Engineering, Head of Sector (tel.: +007 (855) 331 08 00, e-mail: gii@tatnipi.ru).
Rakhmatali S. Gufronov – 2nd category Engineer (tel.: +007 (855) 331 08 00, e-mail: GufronovRS@tatnipi.ru)
Azat A. Lutfullin (Author ID in Scopus: 35176057900) – PhD in Engineering, Deputy Head of the Deposit Development Department (tel.: +007 (855) 330 72 45, e-mail: LutfullinAA@tatneft.ru).
Yury P. Stefanov (Author ID in Scopus: 55899001800, ORCID: 0000-0003-2004-955X) – Doctor in Physics and Mathematics, Professor of the Russian Academy of Sciences, Leading Researcher at the Laboratory of Deep Geophysical Research and Regional Seismicity (e-mail: yu_st@mail.ru).
Antonina A. Tataurova (Author ID in Scopus: 57190934454, ORCID: 0000-0002-5543-0919) – Researcher at the Laboratory of Deep Geophysical Research and Regional Seismicity (e-mail: TataurovaAA@ipgg.sbras.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Исследование условий развития пластических деформаций в прискважинной зоне / И.Т. Усманов, И.И. Гирфанов, Р.С. Гуфронов, А.А. Лутфуллин, Ю.П. Стефанов, А.А. Татаурова // Недропользование. – 2025. – Т.25, №4. – С. 330–342. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.7

Please cite this article in English as:
Usmanov I.T., Girfanov I.I., Gufronov R.S., Lutfullin A.A., Stefanov Yu.P., Tataurova A.A. Study of the Conditions for the Development of Plastic Deformations in the Near-Wellbore Zone. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.4, pp. 330-342. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.7

Введение

Нефтяной пласт в процессе эксплуатации испытывает большие нагрузки, максимальные значения которых сосредоточены в прискважинной зоне. В окрестности скважины действуют как самые высокие, так и наиболее низкие компоненты напряжений, которые могут вызвать пластические (необратимые) деформации и в конечном счете привести к разрушению горной породы. Негативным результатом появления пластических деформаций в прискважинной зоне пласта является вынос разрушенной породы в скважину, что может стать причиной выхода из строя внутрискважинного оборудования.

В слабосцементированных песчаных пластах вынос разрушенной породы известен как «пескопроявление» [1–3]. Для расчета условий пескопроявления обычно используют аналитические модели [4–7], позволяющие оценить максимально допустимую депрессию на разрабатываемый пласт, при которой пескопроявление отсутствует. Учет особенностей прискважинной зоны производится за счет различных поправок. Связано это с отсутствием аналитических решений для расчета напряжений в окрестности скважины, например, с учетом обсадки колонной и перфорационных каналов и т.п. С точки зрения точного определения предельно допустимых забойных давлений является интересным, каким образом изменяется начало пластических деформаций для различных диаметров и длин перфорационных отверстий, что будет при наличии в окрестности скважины трещины гидроразрыва пласта. Для более детального изучения процессов пластического деформирования в прискважинной зоне требуются более сложные математические модели, вычисления в рамках которых невозможны без численных методов. Целью данной работы являлось определение условий развития пластических деформаций для различных скважинных условий с использованием численного моделирования.

Математическая модель

Описание процессов деформации в окрестности скважины и трещины проведем с помощью численного решения системы уравнений механики, являющихся следствием законов сохранения [8]. Данная система включает уравнения неразрывности и движения или равновесия:

– неразрывности: $\frac{d\rho}{dt} + \rho u_{i,i} = 0;$ (1)

– движения: $\sigma_{ij,j} + \rho F_i = \rho \frac{du_i}{dt},$ (2)

где ρ – плотность материала; u_i – компоненты вектора скорости; σ_{ij} – компоненты тензора напряжений Коши; F_i – массовые силы.

Замыкают систему уравнений определяющие соотношения, описывающие поведение среды. Поскольку предполагается рассмотрение упругопластической деформации, определяющие соотношения формулируются в скоростях или в приращениях. Будем использовать аддитивное разложение скорости деформации на упругую и пластическую части:

$$\dot{\varepsilon}_{ij} = \dot{\varepsilon}^e_{ij} + \dot{\varepsilon}^p_{ij}. \quad (3)$$

Напряженное состояние среды определяется согласно уравнению:

$$\dot{\sigma_{ij}} = \lambda(\dot{\varepsilon} - \dot{\varepsilon}^p)\delta_{ij} + 2\mu(\dot{\varepsilon}_{ij} - \dot{\varepsilon}^p_{ij}), \quad (4)$$

где λ и μ – коэффициенты Ламе; δ_{ij} – символ Кронекера. Пластической деформацией здесь будем называть неупругую деформацию независимо от ее природы.

Для проведения расчетов удобно записать все соотношения для шаровой и девиаторной частей тензоров. До начала пластической деформации будем использовать гипоупругий закон, в котором устанавливается связь между скоростями изменения напряжений и деформации в виде:

$$\sigma_{ij} = -\sigma\delta_{ij} + s_{ij}, \quad (5)$$

$$\frac{Ds_{ij}}{dt} = 2\mu\left(\dot{\varepsilon}_{ij} - \frac{1}{3}\dot{\varepsilon}_{kk}\delta_{ij}\right), \quad (6)$$

$$\dot{\sigma} = -K\frac{\dot{V}}{V}, \quad (7)$$

где K и μ – модули сжатия и сдвига соответственно; σ – среднее давление; s_{ij} – компоненты девиатора тензора напряжений. Здесь использована коротационная производная Яумана $\frac{Ds_{ij}}{dt} = \dot{s}_{ij} - s_{ik}\dot{\omega}_{jk} - s_{jk}\dot{\omega}_{kj}$, которая учитывает возможность поворота элементов среды. Компоненты тензоров скорости деформации и поворота будем определять при помощи выражений:

$$\dot{\varepsilon}_{ij} = \frac{1}{2}(u_{i,j} + u_{j,i}),\ \dot{\omega}_{ij} = \frac{1}{2}(u_{i,j} - u_{j,i}). \quad (8)$$

Напряженное состояние ограничено предельной поверхностью, которая задается функцией нагружения. Воспользуемся соотношениями модифицированной модели Друккера – Прагера – Николаевского [9–14]. Уравнение предельной поверхности запишем в виде:

$$f(\sigma_{ij}, \varepsilon^p_{ij}) = \tau - \alpha\sigma - Y = 0, \quad (9)$$

где Y – предел текучести при сдвиге, аналогичный когезии; α – коэффициент, имеющий смысл внутреннего трения; $\tau = \sqrt{(s_{ij}s_{ij}/2)}$ – интенсивность касательных напряжений.

Необратимая (пластическая) деформация рассчитывается с помощью уравнения:

$$d\varepsilon^p_{ij} = d\lambda\frac{\partial g}{\partial\sigma_{ij}}, \quad (10)$$

где g – пластический потенциал; $d\lambda$ – определяемый в ходе процесса деформации множитель, который равен нулю в упругой области и принимает положительное значение при пластической деформации. Для анализа результатов удобно использовать нормированный параметр, аналогичный по смыслу напряжениям Кулона:

$$C = 100(\tau - \alpha\sigma). \quad (11)$$

Уравнения пластического потенциала примем в виде:

$$g = \tau - \beta\sigma. \quad (12)$$

Параметры α и Y уравнения (9) и параметры, которые описывают поверхность Друккера – Прагера и β в (12) – поверхность пластического потенциала, могут быть выражены через параметры внутреннего трения, когезию и дилатансии модели Кулона – Мора [15], например:

$$\alpha = \frac{2\sin\varphi}{\sqrt{3}(3-3\sin\phi)},\ Y = 6c\frac{\cos\phi}{\sqrt{3}(3-3\sin\phi)},$$
$$\beta = \frac{2\sin\psi}{\sqrt{3}(3-3\sin\psi)}. \quad (13)$$

При наличии экспериментальных данных нет необходимости определять сначала параметры модели Кулона – Мора, а затем их пересчитывать в параметры используемой нами модели. Тем более что полного соответствия между ними не существует. Поэтому параметры используемой модели были

определены напрямую по данным экспериментов для конкретных пород.

Сложность описания поведения материалов за пределом упругости состоит в том, что поверхность, ограничивающая напряженное состояние, при достижении которой начинается развитие пластической деформации и/или разрушение среды, не является фиксированной, она меняется в ходе деформирования. В ходе развития деформации меняется не только предельная поверхность, но и соотношение между приращениями сдвиговой и объемной частей пластической деформации, т.е. направление вектора пластической деформации. Таким образом, параметры, описывающие поведение среды за пределом упругости, являются функциями от накопленной пластической деформации (ее объемной и сдвиговой частями) и давления $\alpha = \alpha(\sigma, \varepsilon^p)$, $Y = Y(\sigma, \varepsilon^p)$, $\beta = \beta(\sigma, \varepsilon^p)$. Поэтому для описания процесса необходима формулировка законов изменения параметров модели.

Начальная предельная поверхность соответствует пределу упругости и описывает лишь начало процесса, дает первые оценки зарождения пластической деформации. Изменения предельной поверхности в ходе развития необратимой деформации на стадиях упрочнения и разупрочнения удобно описать с помощью уравнения [12, 16–18]:

$$Y(\gamma^p) = Y_0[1 + h(A(\gamma^p) - D(\gamma^p))], \qquad (14)$$

где h – коэффициент упрочнения; $d\gamma^p$ – приращение интенсивности сдвиговой пластической деформации, $A(\gamma^p) = 2\gamma^p/\gamma^*$, $D(\gamma^p) = (\gamma^p/\gamma^*)^2$, γ^* – критическая деформация, после которой преобладает деградация материала.

Необходимо заметить, что коэффициент дилатансии $\beta = d\varepsilon^p/d\gamma^p$ является наиболее трудноопределимым параметром, так как его значение сильно зависит не только от первоначальных свойств породы, но и от текущего напряженно-деформированного состояния.

Вид зависимостей для описания упрочнения, а также коэффициента дилатансии определяется по результатам анализа экспериментальных данных и уточняется с помощью численного моделирования деформации образцов.

Для проведения расчетов напряженно-деформированного состояния в окрестности открытого (необсаженного) ствола скважины использовалась адаптированная расчетная сетка, показанная на рис. 1, *а*. Такая сетка обеспечивала описание круглого отверстия заданного диаметра в центре исследуемой области. При наличии перфорационных отверстий дополнительно задавались прямоугольные вырезы заданной толщины и длины (рис. 1, *б*). Описание трещины осуществлялось с помощью разреза определенной длины, для этого осуществлялось разделение узлов расчетной сетки [19–21], как показано на рис. 1, *в*. В этом случае наличие или отсутствие отверстия скважины не меняло способ задания трещины.

Важным моментом при рассмотрении задач о напряженно-деформированном состоянии предварительно нагруженной среды является последовательность задания нагрузки, так как развитие пластической (необратимой) деформации зависит от пути нагружения. В случае, если на отдельных этапах нагружения возможно развитие необратимой деформации, необходимо, чтобы изменения условий нагружения соответствовали такой последовательности реального объекта. Лишь в условиях упругости это не имеет значения. К сожалению, данному вопросу не всегда уделяется должного внимания, что может привести к заметным погрешностям.

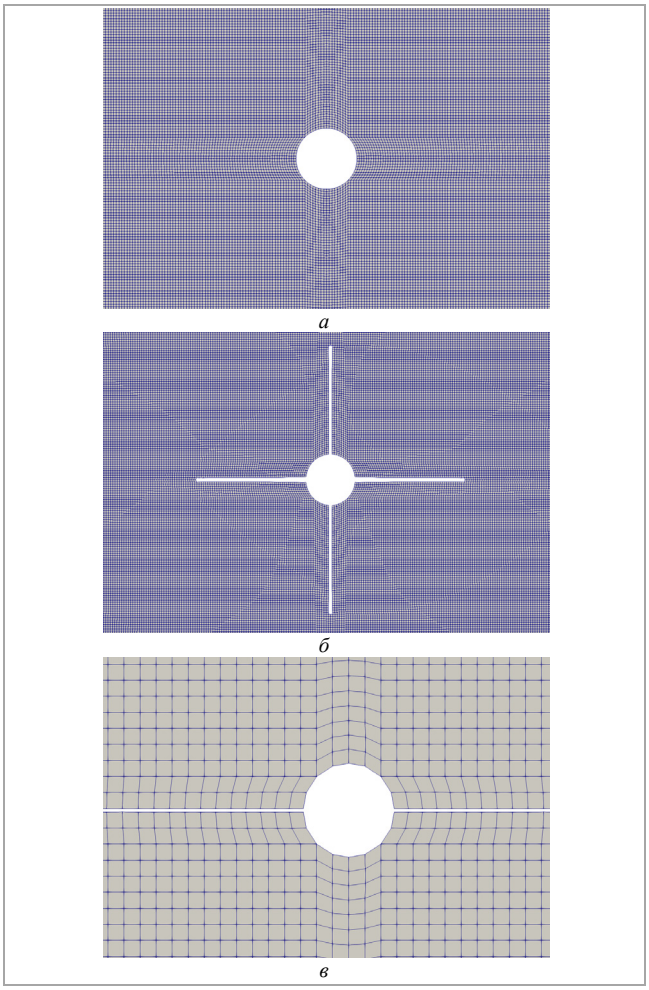


Рис. 1. Фрагменты расчетной сетки для моделирования процесса деформации вокруг скважины (*а*), скважины с перфорацией (*б*) и скважины с трещиной в увеличенном виде для визуализации трещины (*в*)

Основной проблемой, которую необходимо решить, является описание создания скважины и перфораций с последующим нагружением. Решение этой задачи осуществлялось с помощью алгоритма замещения среды с соответствующими изменениями механических свойств и напряженного состояния [22–25]. Данный алгоритм предполагает, что при заданных условиях происходит постепенное изменение напряженного состояния за определенный интервал времени, обеспечивающий квазистатическое состояние в окрестности.

Пусть в начальный момент времени при $t = 0$ во всей расчетной области будет начальное напряженное состояние, соответствующее природному:

$$\sigma_x(x, y, z) = \sigma_x^0, \qquad \sigma_y(x, y, z) = \sigma_y^0, \qquad \sigma_z(x, y, z) = \sigma_z^0.$$

Воспользовавшись разложением тензора напряжений на шаровую и девиаторную части: $\sigma_{ij} = -\sigma\delta_{ij} + s_{ij}$, запишем:

$$\sigma^0(x, y, z) = -\left(\sigma_x^0 + \sigma_y^0 + \sigma_z^0\right)/3,$$

$$s_x(x, y, z) = \sigma_x - \sigma,$$

$$s_y(x, y, z) = \sigma_y - \sigma,$$

$$s_z(x, y, z) = \sigma_z - \sigma.$$

Будем считать, что создание скважины происходит в интервале времени $0 < t \le t_1$. Для имитации этого процесса за этот промежуток на заданном контуре скважины b за время $t = t_1$ зададим постепенное изменение напряжений по линейному закону:

$$s_x|_b = s_x^0(1 - t/t_1),$$
$$s_y|_b = s_y^0(1 - t/t_1),$$
$$s_z|_b = s_z^0(1 - t/t_1),$$
$$P|_b = \sigma^0(1 - t/t_1) + \sigma^b\, t/t_1.$$

В результате по истечении времени в момент $t = t_1$ на контуре скважины останется лишь давление $P|_b = \sigma^b$, которое соответствует забойному. После этого давление в скважине может меняться в зависимости от конкретной задачи исследования.

Численное решение осуществлялось с помощью апробированного метода, в основе которого лежит явная численная схема [19]. Изложение особенностей используемых алгоритмов численного расчета в 2D- и 3D-постановках, а также реализации математических моделей можно найти в работах [12, 22, 26, 27].

Лабораторные испытания для определения параметров модели

Для проведения расчетов напряженно-деформированного состояния необходимы параметры определяющих соотношений математической модели. Их определяли на основе данных лабораторных испытаний.

Для экспериментов были отобраны два типа пород из разреза нефтяных месторождений Южно-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Первый – слабосцементированный песчаник – отобран из интервала тульского горизонта нижнего карбона [28]. По результатам проведенных ранее исследований прочность на одноосное сжатие изменялась в интервале от 1,5 до 10,1 МПа, статический модуль Юнга – от 5,7 до 12,6 ГПа [29].

Второй тип породы условно назван «крепкий песчаник», отобран из интервала пашийского горизонта верхнего девона [30, 31]. Прочность на одноосное сжатие изменялась в интервале от 25,6 до 89 МПа, статический модуль Юнга – от 18,8 до 52 ГПа [32].

Для проведения лабораторных испытаний были изготовлены стандартные цилиндрические образцы керна испытуемых пород диаметром 30 мм и высотой 60 мм. Эксперименты проведены на установке псевдотрехосного нагружения, оснащенной камерой высокого давления и позволяющей прикладывать к торцам образцов осевое нагружение, создавать требуемое давление бокового обжима образца, поддерживать в образце задаваемое поровое давление. Поровое пространство образцов с помощью термоусадочной трубки изолируется от жидкости, создающей боковое давление [33]. Кернодержатель с образцом оснащен датчиками осевых и поперечных деформаций, показания которых записываются в процессе нагружения. Для крепких песчаников испытания проводились при боковых давлениях (давлениях обжима) 0, 5, 10, 20, 30 МПа, для слабосцементированных – 1, 5, 10, 15, 20 МПа. Скорость нагружения образцов в экспериментах была ограничена и не превышала 1 МПа/мин. Диаграммы нагружения образцов приведены на рис. 2.

Экспериментальные данные показали, что упругие и прочностные свойства пород в процессе нагружения значительно изменяются. В экспериментальной части работ [34–37] также отмечается изменчивость механических свойств как песчаников, так и базальтов в процессе нагружения. Для учета выявленных изменений в данной работе применены квадратичные соотношения зависимости параметров модели от давления. Аналогичные аппроксимации использовались в [38–40], в рамках данной работы параметры зависимостей были уточнены для испытуемых образцов пород. Запишем выражения, описывающие изменения модулей сжатия и сдвига:

$$K = K^* \cdot (k0 + k_1 \frac{P}{P_0} + k_2 \left(\frac{P}{P_0}\right)^n), \quad (15)$$

$$\mu = \mu^* \cdot (m_0 + m_1 \frac{P}{P_0} + m_2 \left(\frac{P}{P_0}\right)^n). \quad (16)$$

Данные соотношения обладают свойствами:

$$K_0 = K^* \cdot k_0,\ k_0 + k_1 + k_2 = 1, \quad (17)$$

$$\mu_0 = \mu^* \cdot m_0,\ m_0 + m_1 + m_2 = 1. \quad (18)$$

Изменения параметров когезии и внутреннего трения по Друккеру –Прагеру, а также коэффициент дилатансии опишем при помощи соотношений:

$$Y(\gamma^p) = Y_0[1 + h(A(\gamma^p) - D(\gamma^p))]^r, \quad (19)$$

$$\alpha(\gamma^p) = \alpha_0[1 + a(A(\gamma^p) - D(\gamma^p))]^r, \quad (20)$$

$$\beta(\gamma^p) = \beta_0[1 + b(A(\gamma^p) - D(\gamma^p))]^r. \quad (21)$$

Полученные значения параметров модели после уточнения с помощью численного моделирования приведены в табл. 1, 2.

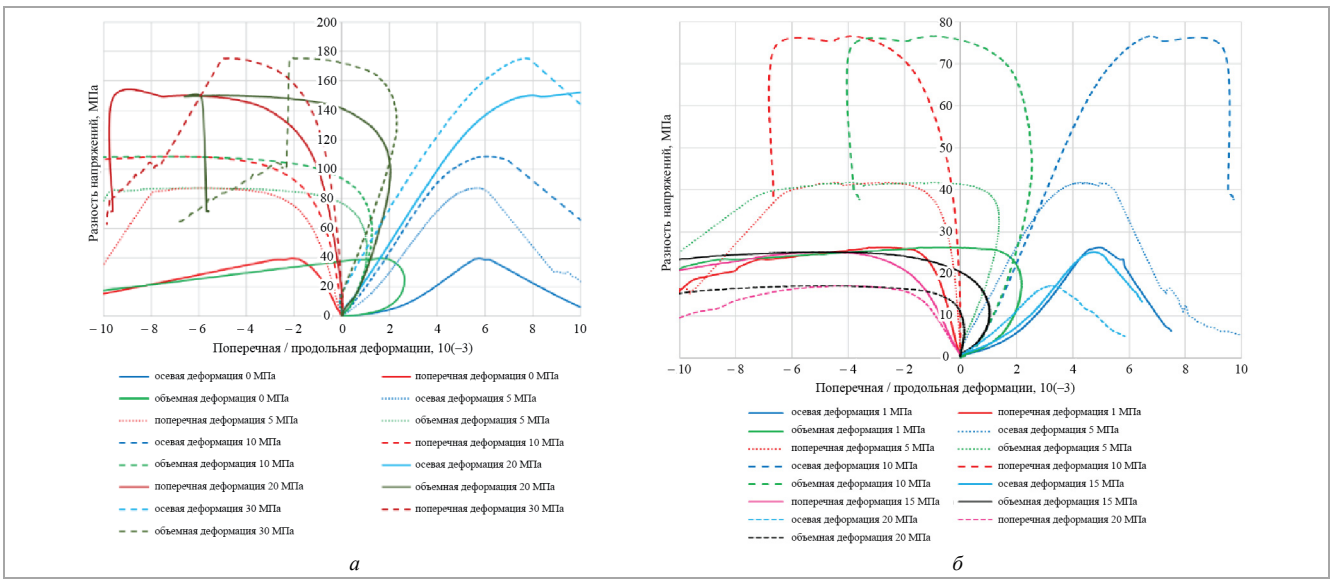
Расчеты для условий окрестности скважины

С помощью численного моделирования рассмотрено напряженно-деформированное состояние, возникающее в окрестности скважин по мере понижения забойного давления. Рассмотрены условия нагружения, соответствующие вертикальной (рис. 3, *а*) и горизонтальной (рис. 3, *б*) ориентации ствола скважины. Необходимо отметить, что моделирование осуществлялось в 2D-постановке для условий плоской деформации. При этом начальная нагрузка, перпендикулярная плоскости рассмотрения, задавалась в соответствии с заданными значениями [22]. Аналогичные условия были приняты при рассмотрении перфорированных скважин. Для скважины с трещиной гидроразрыва задавались условия нагружения, соответствующие вертикальной ориентации трещины.

Для слабосцементированных песчаников параметры нагружения соответствовали пластовым условиям интервала их отбора: вертикальное напряжение равно 29 МПа, горизонтальные максимальное и минимальное – 16,7 и 15,2 МПа соответственно, поровое давление – 12,26 МПа. Давление в скважине в расчетах задавалось равным 12,26; 9,2; 6,1; 4,5; 1; 0 МПа.

Для крепких песчаников пластовые условия, соответствующие интервалу их отбора, составили: вертикальное напряжение – 41 МПа, горизонтальные максимальное и минимальное – 25,3 и 23 МПа соответственно, поровое давление – 17,43 МПа. Давление в скважине в расчетах задавалось 17,43; 13; 8,7; 4,4; 1; 0 МПа.

Приведенные значения вертикальных напряжений получены на основе геофизических исследований скважин с вскрытием соответствующих интервалов плотностным гамма-гамма методом [41, 42]. Минимальные горизонтальные напряжения получены по результатам интерпретации записей давления при процессах гидроразрыва пласта [43, 44]. Поровое давление принято равным значению начального пластового давления в исследуемых интервалах [45].



а *б*

Рис. 2. Диаграммы нагружения для серии образцов при разных давлениях бокового обжатия крепких песчаников (*а*); слабосцементированных песчаников (*б*)

Таблица 1

Обобщенные параметры модели слабосцементированных песчаников после уточнения с помощью численного моделирования

Параметр	Значение	Единицы измерения	Расшифровка
K_0	0,65	ГПа	Начальный модуль объемного сжатия
K^*	8,82	ГПа	Конечный модуль объемного сжатия при $P_0 \geq 20{,}2$ МПа
μ_0	0,62	ГПа	Начальный модуль сдвига
μ^*	10,1	ГПа	Конечный модуль сдвига при $P_0 \geq 20{,}2$ МПа
ν	0,2	–	Коэффициент Пуассона
Y_0	2,65	МПа	Коэффициент когезии начальной предельной поверхности Друккера – Прагера – предела упругости
Y^*	3,43	МПа	Коэффициент когезии конечной предельной поверхности Друккера – Прагера – поверхности разрушения
Y^*/Y_0	1,3	–	
h	0,3	–	Коэффициент упрочнения
α_0	0,85	–	Начальный коэффициент внутреннего трения поверхности Друккера – Прагера
α^*	0,95	–	Коэффициент внутреннего трения конечной предельной поверхности Друккера – Прагера
α^*/α_0	1,12	–	
a	0,12	–	Параметр увеличения коэффициента внутреннего трения
β_0	0,2	–	Начальный коэффициент дилатансии
β^*	1,0	–	Максимальный коэффициент дилатансии на стадии активного разрушения
β^*/β_0	5	–	
b	4	–	Параметр увеличения коэффициента дилатансии
r	0,2		Показатель степени в законе упрочнения
γ^*	0,0045	–	Интенсивность сдвиговой пластической деформации, соответствующая пределу прочности
k_0	0,074	–	Коэффициент в зависимости модуля сжатия от давления
k_1	1,85	–	Коэффициент в зависимости модуля сжатия от давления (линейный)
k_2	-0,934	–	Коэффициент в зависимости модуля сжатия от давления (квадратичный)
m_0	0,062	–	Коэффициент в зависимости модуля сдвига от давления
m_1	1,79	–	Коэффициент в зависимости модуля сдвига от давления (линейный)
m_2	-0,84	–	Коэффициент в зависимости модуля сдвига от давления (квадратичный)

Таблица 2

Обобщенные параметры модели крепких песчаников после уточнения с помощью численного моделирования

Параметр	Значение	Единицы измерения	Расшифровка
K*	18,65	ГПа	Конечный модуль объемного сжатия при $P_0 \geq 35$ МПа
μ^*	10,87	ГПа	Конечный модуль сдвига при $P_0 \geq 35$ МПа
Y_0	11,8	МПа	Коэффициент когезии начальной предельной поверхности Друкера – Прагера – предела упругости
h	1,26	–	Коэффициент упрочнения
α_0	0,71	–	Начальный коэффициент внутреннего трения поверхности прочности Друкера – Прагера
a	0,28	–	Параметр упрочнения для коэффициента внутреннего трения
β_0	0,2	–	Начальный коэффициент дилатансии
b	4	–	Параметр увеличения коэффициента дилатансии
r	0,2		Показатель степени в законе упрочнения
γ^*	0,0045	–	Интенсивность сдвиговой пластической деформации, соответствующая пиковым напряжениям (пределу прочности)
P_0	20,21	МПа	Давление стабилизации упругих модулей
k_0	0,17	–	Коэффициент в зависимости модуля сжатия от давления
k_1	1,67	–	Коэффициент в зависимости модуля сжатия от давления (линейный)
k_2	-0,84	–	Коэффициент в зависимости модуля сжатия от давления (квадратичный)
m_0	0,066	–	Коэффициент в зависимости модуля сдвига от давления
m_1	1,9	–	Коэффициент в зависимости модуля сдвига от давления (линейный)
m_2	-0,85	–	Коэффициент в зависимости модуля сдвига от давления (квадратичный)

Как было отмечено, в ходе исследования рассмотрены три типа конфигурации скважин: с открытым стволом, обсаженная с перфорацией и обсаженная с трещиной гидроразрыва. Расчеты для конфигурации второго типа проведены для перфорационных каналов длиной 0,3 и 0,5 м, диаметром 0,02 и 0,04 м. Для скважин с конфигурацией третьего типа фиксированная длина крыла трещины составляла 5, 15, 60 м. Разные длины трещины рассматривались для оценки влияния ствола скважины, а также влияния длины трещины на необратимую деформацию вблизи вершины. Основное внимание уделялось оценке развития необратимой, псевдопластической деформации.

Сначала рассмотрим результаты численных расчетов для слабосцементированных песчаников. Для вертикальной скважины при давлении в забое более 6 МПа пластическая деформация составляет менее 1 %. Понижение давления приводит к быстрому росту пластической деформации. При давлении 4,5 МПа пластическая деформация достигает 13 % (рис. 4, 6). Зона пластичности сосредоточена вблизи стенок скважины. Дальнейшее снижение давления приводит к полному разрушению ствола скважины. На распределении Кулоновских напряжений можно увидеть не только области развития необратимой деформации, но и зоны, близкие к состоянию пластичности.

При горизонтальной ориентации скважины значительный уровень пластической деформации наблюдается также при давлении 4,5 МПа, ее значение достигает еще более высоких значений: 23 % (рис. 5, 6). Понижение давления приводит к быстрому разрушению. Более высокие значения необратимой деформации вызваны более высоким уровнем нагрузки, действующим на скважины при такой ориентации.

На рис. 6 приведены графики максимальных значений пластической деформации вблизи скважины при разных давлениях в забое для обоих ориентаций. На графиках видно, что безопасный уровень давлений в забое начинается от 6 МПа. Более низкие значения давления могут привести к полному разрушению породы вокруг скважины.

Рассмотрим обсаженную вертикальную скважину с перфорацией. На рис. 7 видно, что небольшие зоны пластичности образуются вдоль стенок перфораций длиной 0,3 м и диаметром 0,02 м уже при давлении 12,26 МПа. При таком давлении величина интенсивности сдвиговой пластической деформации составляет всего $0{,}24 \cdot 10^{-2}$ %, что далеко до критических значений. Также распределение кулоновских напряжений говорит о наличии определенного запаса прочности, так как все значения остаются отрицательными.

Понижение давления в скважине приводит к росту пластической деформации. При давлении 5,25 МПа интенсивность пластической деформации достигла 23 % (рис. 8, *а*). Зоны пластичности охватывают перфорационные каналы. Области с максимальными значениями пластической деформации сосредоточены в центральной части каналов и вблизи их вершин. Дальнейшее понижение давления приводит к полному разрушению перфорационных каналов.

Увеличение длины перфораций до 0,5 м не меняет характер развития процесса. При давлении 12,26 МПа интенсивность сдвиговой пластической деформации составляет 0,15 % (см. рис. 8, *а*). При давлении 6,1 МПа величина пластической деформации составила 5,7 % (см. рис. 8, *а*), а при давлении 5,25 МПа 24 % (см. рис. 8, *а*, 9).

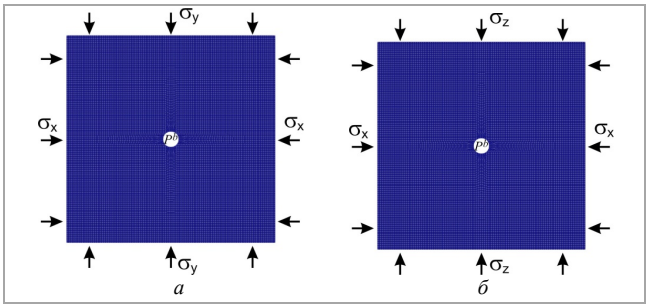


Рис. 3. Схема нагружения модели при вертикальной (*а*) и горизонтальной (*б*) ориентации скважины

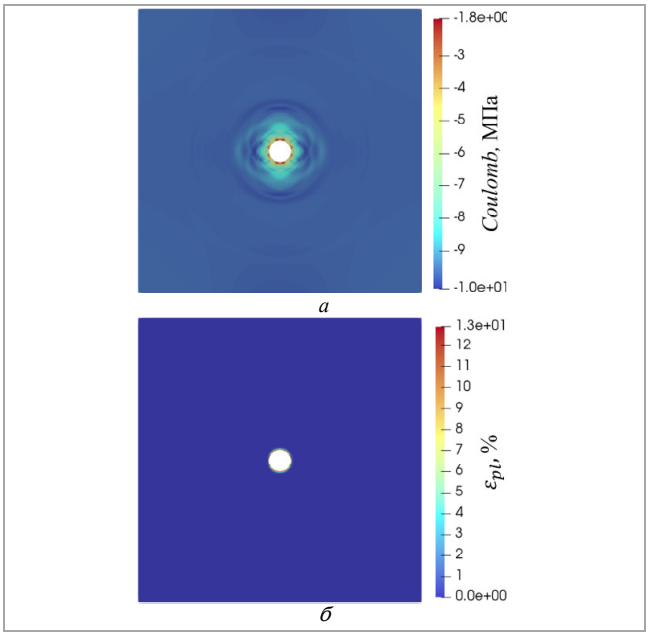


Рис. 4. Распределения: *а* – кулоновских напряжений; *б* – интенсивности сдвиговой пластической деформации в окрестности вертикальной скважины при забойном давлении 4,5 МПа

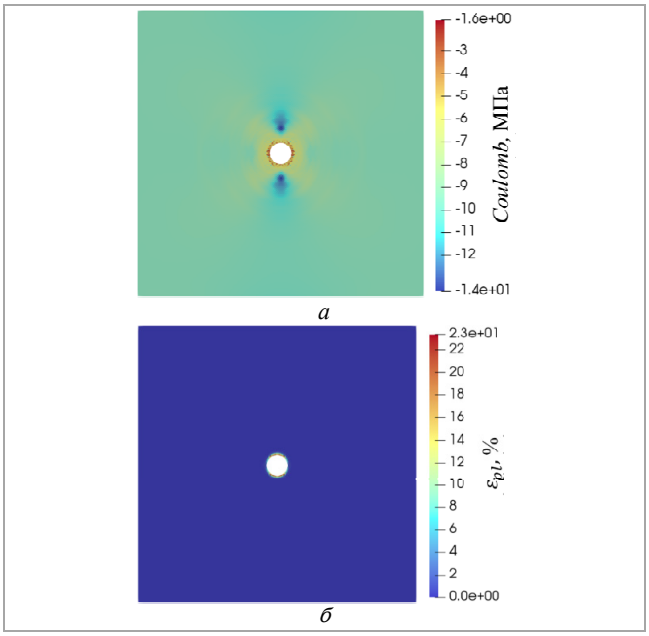


Рис. 5. Распределения: *а* – кулоновских напряжений; *б* – интенсивности сдвиговой пластической деформации в окрестности горизонтальной скважины при забойном давлении 4,5 МПа

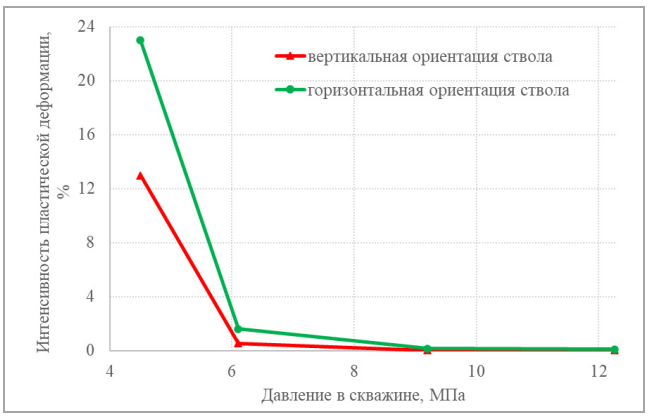


Рис. 6. Максимальные значения интенсивности сдвиговой пластической деформации от забойного давления для слабосцементированных пород, открытая скважина

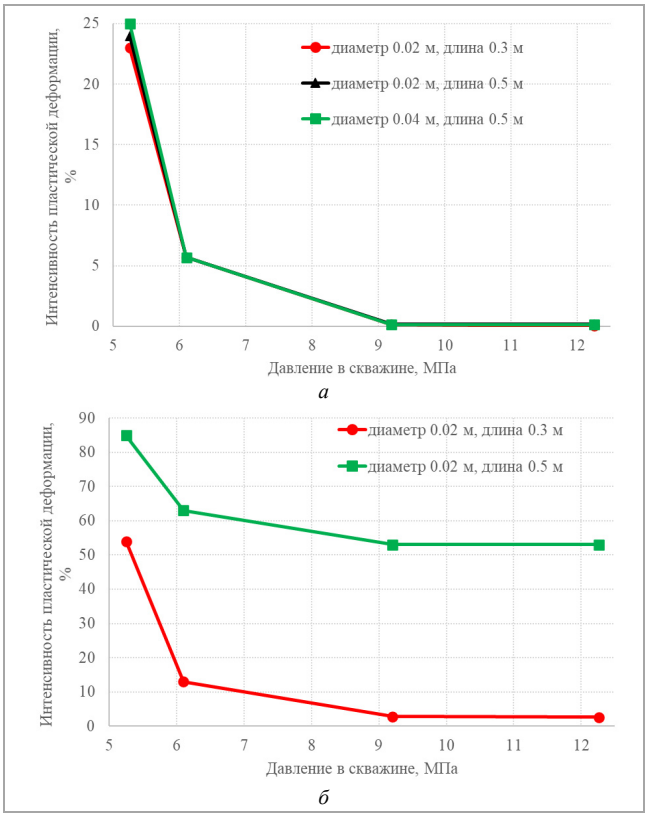


Рис. 8. Максимальные значения интенсивности сдвиговой пластической деформации от забойного давления для слабосцементированных пород, обсаженная скважина с перфорацией: *а* – вертикальная ориентация ствола; *б* – горизонтальная ориентация ствола

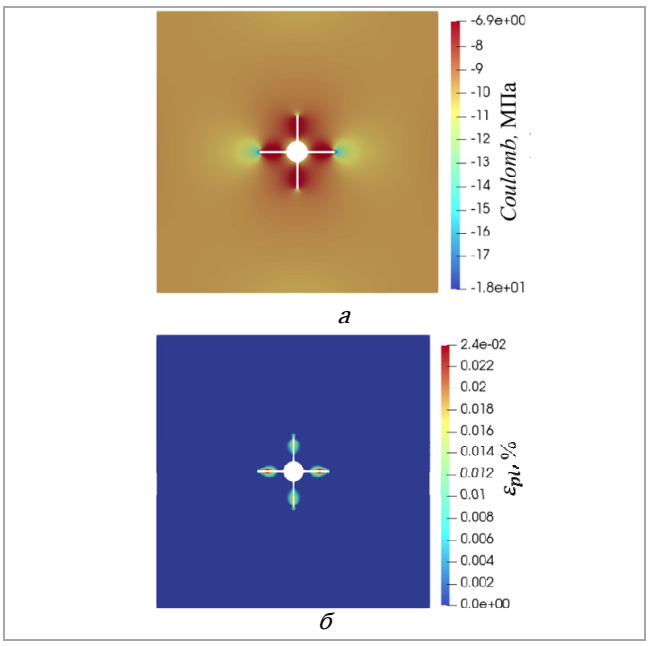


Рис. 7. Распределение: *а* – кулоновских напряжений; *б* – интенсивности сдвиговой пластической деформации вокруг вертикальной скважины с перфорацией 0,3 м диаметром 0,02 м при давлении 12,26 МПа

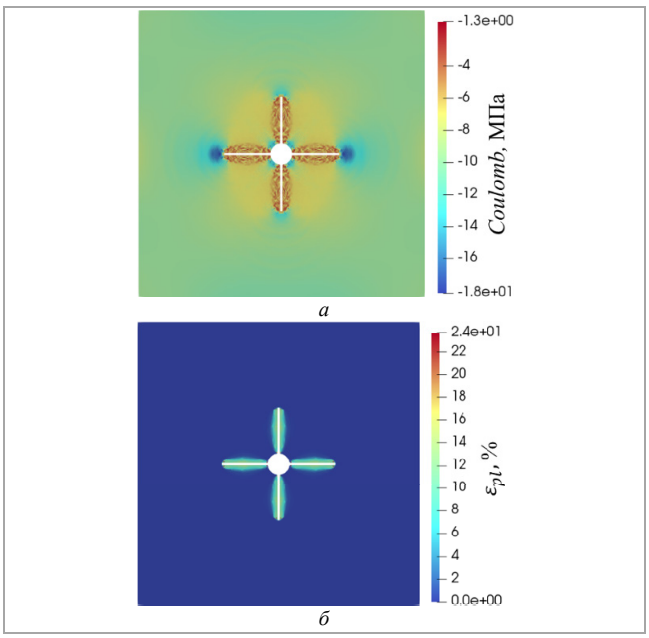


Рис. 9. Распределение: (*а*) кулоновских напряжений и (*б*) интенсивности сдвиговой пластической деформации вокруг вертикальной скважины с перфорацией 0,5 м диаметром 0,02 м при давлении 5,25 МПа

Увеличение диаметра перфораций привело к незначительному увеличению интенсивности сдвиговых пластических деформаций (см. рис. 8, *а*). Однако принципиальных изменений не наблюдалось.

В горизонтальном стволе с перфорацией при давлении 6,1 МПа интенсивность пластической деформации достигла 13 %, а при давлении 5,25 МПа – 54 % (см. рис. 8, *б*). При увеличении длины и диаметра перфорационных каналов интенсивность пластических деформаций выше критического уровня даже для небольшого понижения забойного давления от пластового (см. рис. 8, *б*).

Таким образом условно безопасный уровень забойного давления для слабосцементированного песчаника оказался ограничен 6 МПа для вертикальной скважины, а также для горизонтальной скважины с короткими перфорациями. При длине перфораций 0,5 м высокий риск разрушения наблюдается во всем диапазоне давлений.

Для крепких песчаников расчеты показали, что при вертикальной ориентации скважины в породах с заданными свойствами состояние в ее окрестности открытого ствола остается устойчивым во всем диапазоне нагружения вплоть до снижения забойного давления до 0 МПа (рис. 10, *а*, *б*). Максимальная величина интенсивности сдвиговой пластической деформации составляла лишь $2{,}0 \cdot 10^{-4}$ %, что пренебрежимо мало и фактически означает упругое состояние.

При горизонтальной ориентации скважины вопрос об устойчивости скважины также не возникает, так как

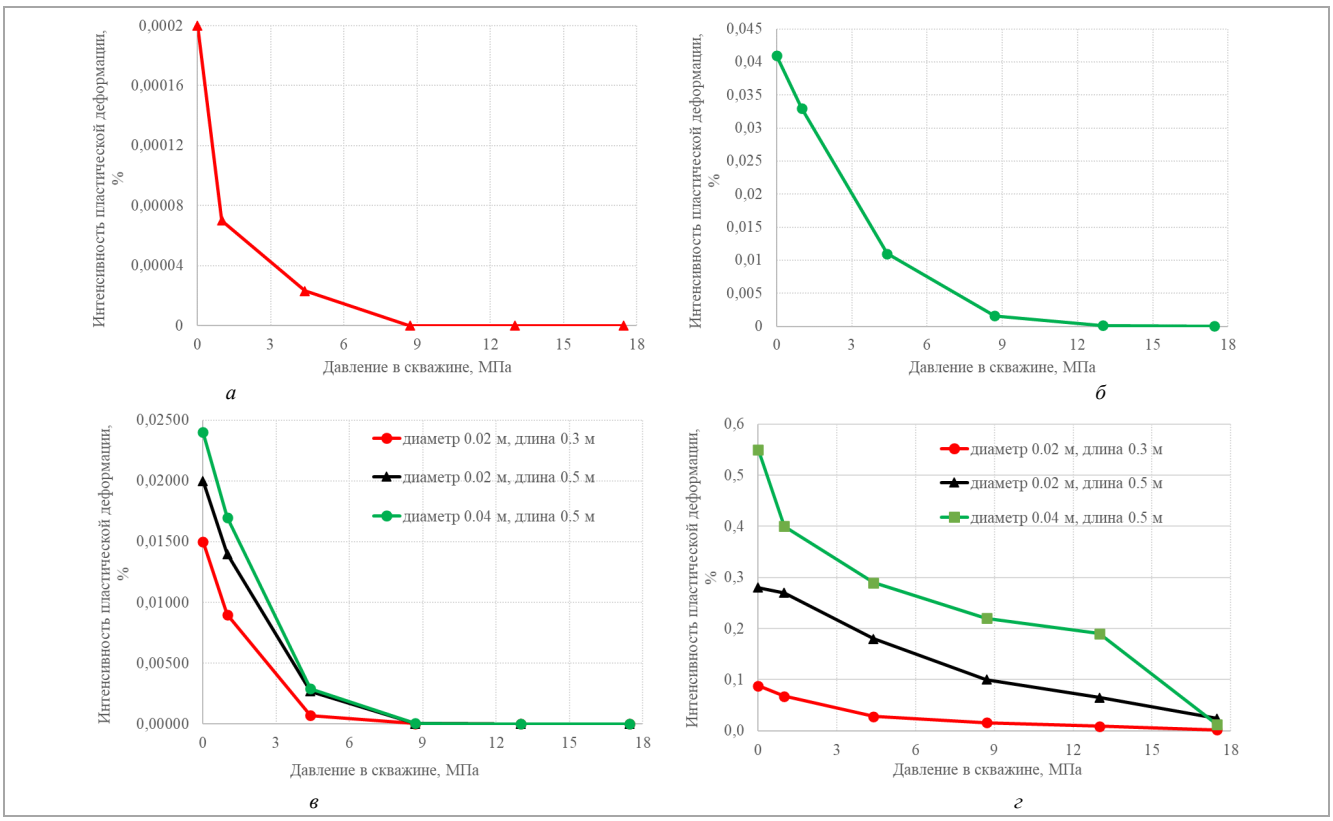


Рис. 10. Максимальные значения интенсивности сдвиговой пластической деформации от забойного давления для крепких пород, открытая скважина: *а* – вертикальная ориентация ствола; *б* – горизонтальная ориентация ствола; *в* – вертикальная ориентация ствола; *г* – горизонтальная ориентация ствола

пластическая деформация при забойном давлении 0 МПа составляет лишь $2{,}42 \cdot 10^{-2}$ % (см. рис. 10, *а*, *б*).

Результаты численного моделирования напряженно-деформированного состояния в окрестности скважины с перфорацией при разных значениях забойного давлениях и ориентации скважины в крепких породах приведены на рис. 10, *в*, *г*.

Рассмотрим некоторые из полученных результатов сначала для вертикальной скважины. При такой ориентации скважины с перфорациями длиной 0,3 м при давлении 13 МПа состояние среды остается упругим. Первые проявления пластической деформации вдоль стенок перфораций возникают при давлении 8,7 МПа (рис. 10, *в*, *г*). При этом максимальное значение интенсивности сдвиговой пластической деформации составляет всего $3{,}3 \cdot 10^{-5}$ %, что является пренебрежимо малым.

Даже при забойном давлении 0 МПа состояние среды остается близким к упругому состоянию. Величина интенсивности сдвиговой пластической составляет всего 0,015 %.

При длине перфорации 0,5 м увеличились как интенсивность необратимой деформации, так и размеры зон пластичности. Уровень пластической деформации вырос незначительно. При давлении 0 МПа максимальное значение составило 0,002 %. Зона пластичности охватывает всю область вокруг скважины и перфорации (рис. 11). Здесь также с целью визуализации приведены рисунки распределения пластической деформации в разном масштабе шкалы. Учитывая, что значения интенсивности пластической деформации очень малы, можно ей пренебречь, считая состояние упругим.

Увеличение диаметра перфорации также существенно не изменило картину деформации (рис. 10, *в*, *г*). Несколько изменились значения пластической деформации, но их максимальный уровень остался также малым, при котором состояние среды можно считать упругим.

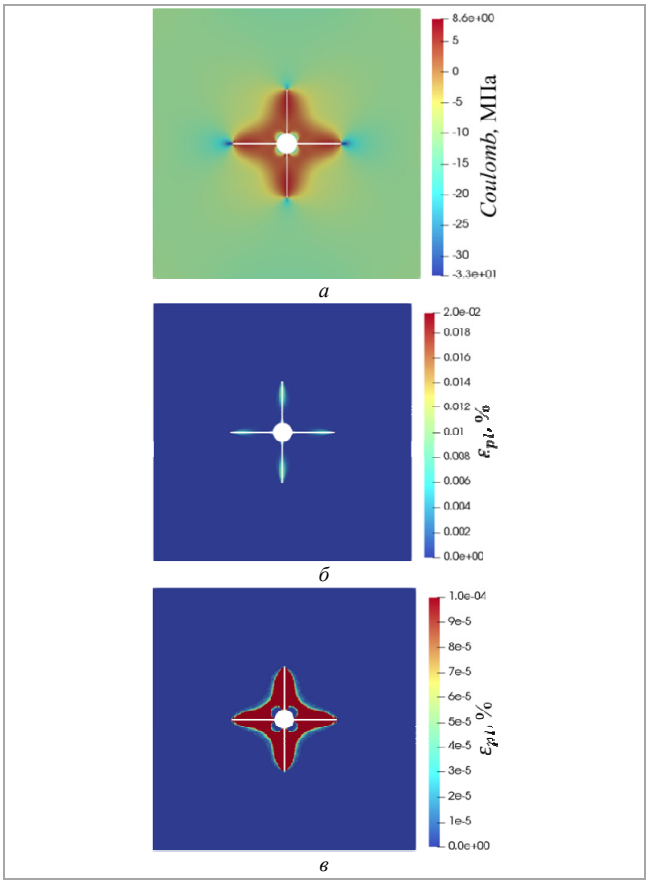


Рис. 11. Распределения: кулоновских напряжений (*а*), интенсивности необратимой (пластической) деформации (*б*, *в*) с разным масштабом шкалы при забойном давлении 0 МПа вокруг вертикальной скважины с перфорацией 0,5 м и диаметром 0,02 м

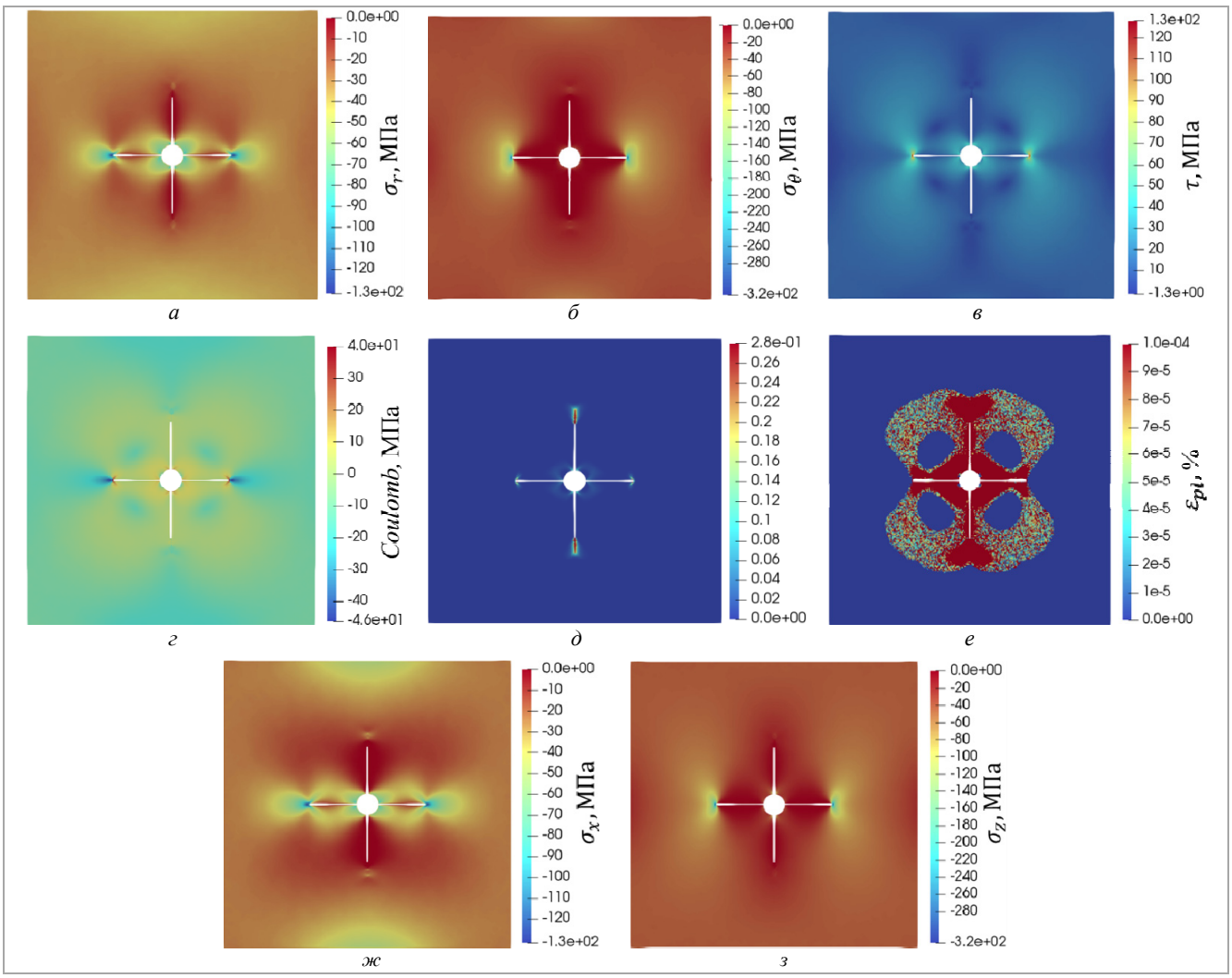


Рис. 12. Распределение параметров напряженно-деформированного состояния вокруг горизонтальной скважины при P^b = 0 МПа: *а* – радиальное напряжение; *б* – тангенциальное напряжение; *в* – сдвиговое напряжение; *г* – кулоновское напряжение; *д* – интенсивность необратимой (пластической) деформации; *е* – интенсивность необратимой деформации при максимальном верхнем значении 10^{-4}; *ж* – горизонтальная компонента напряжений; *з* – вертикальная компонента напряжений

В случае горизонтальной ориентации скважины при длине перфораций 0,3 м пластическая деформация возникает у концов перфорационных отверстий уже при давлении в скважине 17 МПа, но ее величина остается малой – 0,002 %. При давлении 13 МПа можно выделить «бабочки» у концов горизонтальных каналов, но их величина остается столь же незначительной. С понижением давления в скважине до 0 МПа не наблюдается заметного роста величины пластической деформации, но размеры зон пластичности увеличиваются. Однако они также сосредоточены вблизи вершин каналов.

При длине перфораций 0,5 м увеличилась величина пластической деформации, а также форма зоны пластичности. Теперь четко разделяются пластические зоны у концов вертикальных и горизонтальных перфораций (рис. 12, *д*). Форма «бабочек» пластических зон у горизонтальных каналов имеет развернутые, раскрытые крылья, которые вытягиваются поперек каналов. У вертикальных каналов зоны сильнее вытянуты по вертикали (рис. 12, *е*). Максимальная величина интенсивности пластической деформации у вершин вертикальных каналов 0,28 %, которой недостаточно для развития нежелательных процессов. Интересным моментом является то, что по мере снижения давления быстрее увеличивается размер пластических зон у вершин горизонтальных каналов, тогда как интенсивность более высокая в вершинах вертикальных каналов.

Увеличение диаметра перфорационных каналов до 4 см существенно не изменило ни величины пластической деформации, ни форму зоны пластичности.

Рассмотрим результаты расчетов для варианта с трещиной гидроразрыва. При понижении давления, когда оно оказывается меньше, чем поперечное сжимающее напряжение в пласте, происходит схлопывание трещины. Очевидно, что в случае заполнения трещины происходит сжатие заполняющего вещества до выравнивания действующих поперек трещины напряжений.

Модельные расчеты с понижением давления в трещине не выявили каких-либо отличных от варианта скважины с перфорацией результатов. Пластическая деформация развивается вдоль стенок трещины и достигает наибольших значений в центральной части. Для крепких пород с длиной трещины 60 м при забойном давлении P^b = 1,5 МПа, несмотря на довольно обширные зоны пластической деформации, максимальные значения интенсивности сдвиговой пластической деформации остаются небольшими – 0,27 %. Для длин трещины 5 и 15 м максимальная интенсивность сдвиговой пластической деформации принимала более низкие значения.

Расчеты с повышением давления в трещине проведены для условий нагружения и свойств пород, соответствующих рассмотренным выше случаям вертикальной скважины. Для крепких пород давление в скважине задавалось равным 26,7; 31,1; 35,7; 39,3; 40,6 МПа.

С началом раскрытия трещины, как только внутреннее давление превысило смыкающую нагрузку, в ее вершине возникают растягивающие напряжения. Условия и механизмы роста трещины во многом определяются пластической деформацией в вершине. Кроме того, величина пластической деформации и размеры пластической зоны определяют степень поврежденности породы вокруг вершины, ее затупление и возможность ветвления. Пластическая деформация приводит к ограничению величины растягивающих напряжений, что может привести к торможению ее роста, изменению конфигурации и механизмов разрушения. Однако рост трещины может начаться при появлении растягивающих напряжений, при отсутствии пластической деформации. Поэтому сценарии разрушения определяются свойствами пород и пластовыми условиями.

Максимальные значения интенсивности пластической деформации для численных расчетов с длинами трещины 5, 15 и 60 м при повышении забойного давления показаны на рис. 13. Для трещин длины 5 и 15 м интенсивности пластической деформации не превышали 0,1 и 0,6 % соответственно.

Иная ситуация в окрестности трещины длиной 60 м. При давлениях более 31 МПа значения интенсивности пластической деформации достигают уровня разрушения породы.

На рис. 14 приведены результаты расчета при забойном давлении 39,1 МПа для трещины длиной 60 м. При таком давлении обе компоненты напряжений являются растягивающими. Размеры зон растягивающих напряжений, а также зона пластической деформации очень малы и сосредоточены в вершинах. Однако уровень пластической деформации в вершине достигает больших значений. На рис. 14 с целью визуализации пластическая деформация показана при разном масштабе шкалы.

Обсуждение результатов

Для слабосцементированных песчаников и вертикальной скважины результаты численных расчетов показали, что для различных вариантов, моделирующих окрестность скважины, уровень пластических деформаций выше порога разрушения породы при забойных давлениях 4–6,1 МПа. Зона пластичности сосредоточена вблизи стенок скважины в случае открытого ствола и в окрестности перфорационных отверстий для обсаженного ствола. Дальнейшее снижение давления приводит к полному разрушению открытого ствола скважины или перфорационных отверстий. Полученные результаты коррелируют с промысловой практикой, на скважинах, эксплуатирующих отложения с данным типом породы, проблемы с внутрискважинным оборудованием начинаются при понижении забойного давления ниже отмеченных значений. При эксплуатации объектов разработки с исследованным типом пород забойные давления могут быть ограничены согласно полученным результатам.

В слабосцементированных песчаниках при горизонтальной ориентации ствола скважины для вертикальных перфорационных каналов создаются условия для значительного уровня пластических деформаций. Максимальные значения интенсивности

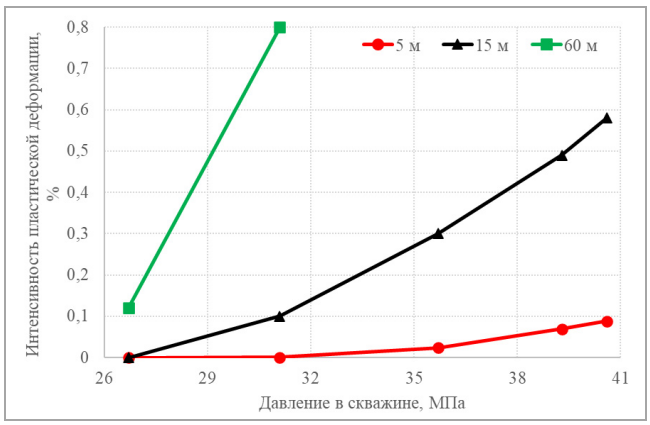


Рис. 13. Максимальные значения интенсивности сдвиговой пластической деформации от забойного давления для крепких пород, скважина с трещиной гидроразрыва

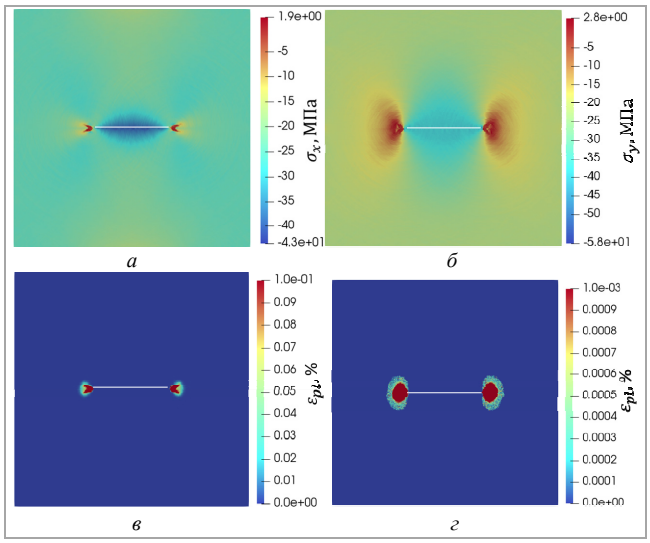


Рис. 14. Распределение параметров напряженно-деформированного состояния вокруг трещины гидроразрыва $l =$ 60 м при $P^b =$ 39,3 МПа: *а* – горизонтальная компонента напряжений; *б* – вертикальная компонента напряжений; *в* – интенсивность необратимой деформации при максимальном верхнем значении шкалы 10^{-1}; *г* – интенсивность необратимой деформации при максимальном верхнем значении шкалы 10^{-3}

пластической деформации сосредоточены на кончиках вертикальных каналов. Увеличение длины и диаметра таких каналов может привести к росту пластической деформации вокруг вершин. Для глубоких перфорационных отверстий процесс разрушения может быть запущен уже при небольшом снижении забойного давления. На практике необходимо учитывать данный результат в случае горизонтального обсаженного ствола с перфорацией.

Крепкие песчаники не склонны к разрушению для всех конфигураций околоскважинной зоны при любых рассмотренных забойных давлениях. В вертикальных перфорационных каналах значения интенсивности пластической деформации выше по сравнению с горизонтальными, но ниже критического уровня.

В крепких песчаниках наличие трещины гидроразрыва не привело к значительному уровню пластических деформаций при понижении забойного давления, для варианта обсаженной скважины с перфорацией и варианта с трещиной гидроразрыва они существенно не отличаются и ниже критического уровня.

В крепких песчаниках при повышении забойного давления в трещине длиной 5 и 15 м до 41,6 МПа, которое является горным давлением для интервала

отбора пород, максимальные значения интенсивности пластической деформации менее 1 %, т.е. ниже критического уровня. В трещине длиной 60 м значительные интенсивности пластической деформации наблюдаются при забойных давлениях выше 31 МПа на ее кончиках. Превышение критического уровня деформаций означает рост трещины. Таким образом, давление роста трещины тем ниже, чем больше длина трещины. На практике это означает, что в нагнетательной скважине трещина автогидроразрыва, созданная при резких повышениях давления, далее может расти при режимных забойных давлениях.

Заключение

1. По результатам лабораторных испытаний обнаружена существенная нелинейность упругих и пластических свойств для слабосцементированных и крепких песчаников нефтяных месторождений Республики Татарстан. При развитии пластической деформации наблюдалось изменение коэффициентов внутреннего трения, дилатансии и когезии.

2. С применением численного моделирования на основе результатов лабораторных испытаний определены давления критических пластических деформаций при различных конфигурациях скважин. Для исследуемых слабосцементированных песчаников уровень пластических деформаций выше порога разрушения породы при забойных давлениях 4–6,1 МПа. Крепкие песчаники не склонны к разрушению для критических режимов эксплуатации, возможных в промысловых условиях.

3. В крепких песчаниках для трещины гидроразрыва при понижении забойного давления уровень пластических деформаций по сравнению с вариантом обсаженной скважины с перфорацией существенно не отличается и ниже критического уровня.

4. По результатам численного моделирования при повышении забойного давления в трещине достижение условий ее роста зависит от текущей длины. Для практики результат может означать, что в нагнетательной скважине трещина авто-гидроразрыва, созданная при резких повышениях давления, может расти при режимных забойных давлениях.

Библиографический список

1. Stein, N. Estimating the maximum production rate possible from friable sandstones without using sand control / N. Stein, D.W. Hilchie // Journal of Petroleum Technology. – 1972. – Vol. 9. – P. 1157–1160.
2. Shuman, G.O.J. Sand control handbook: 2nd ed. / G.O.J. Shuman, R.C. Ellis, R.E. Snyder. – Houston: Gulf Pub. Co, 1986. – 176 p.
3. Prediction of Volumetric Sand Production and Wellbore Stability Analysis of a Well at Different Completion schemes / J. Wang [et al.] // Alaska Rocks 2005: The 40th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), Anchorage, Alaska, June 25–29 2005. – Anchorage, 2005. – ARMA-05-842.
4. New Model for Predicting the Rate of Sand Production / S.M. Willson [et al.] // SPE/ISRM Rock Mechanics Conference Oct 20-23, 2002, Irving, Texas. – SPE-78168-MS. DOI: 10.2118/78168-MS
5. The Relative Importance of Drawdown and Depletion in Sanding Wells: Predictive Models Compared With Data From the Statfjord Field / M.H. Hettema [et al.] // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Feb 15-17, 2006, Lafayette, Louisiana, USA. – SPE-97794-MS. DOI: 10.2118/97794-MS
6. Weingarten, J.S. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies / J.S. Weingarten, T.K. Perkins // Journal of Petroleum Technology. – 1995. – Vol. 47, № 7. – P. 596–600.
7. Wang, Y. Sand Prediction By Different Criteria And Validation Through a Hollow Cylinder Test / Y. Wang, E. Papamichos // 46th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, June 24–27, 2012, Chicago, Illinois. – ARMA-2012-671.
8. Седов, Л.И. Механика сплошной среды: в 2 т. / Л.И. Седов. – М.: Наука, 1976. – Т. 1. – 536 с.
9. Седов, Л.И. Механика сплошной среды: в 2 т. / Л.И. Седов. – М.: Наука, 1976. – Т. 2. – 584 с.
10. Друккер, Д. Механика грунтов и пластический анализ или предельное проектирование / Д. Друккер, В. Прагер // Механика. Новое в зарубежной науке. Вып. 2: Определяющие законы механики грунтов: пер. с англ. / под ред. В.Н. Николаевского. – М.: Мир, 1975. – С. 166–177.
11. Николаевский, В.Н. Определяющие уравнения пластического деформирования сыпучей среды / В.Н. Николаевский // Прикладная математика и механика. – 1971. – Т. 35, вып. 6. – С. 1070–1082.
12. Гарагаш, И.А. Неассоциированные законы течения и локализации пластической деформации / И.А. Гарагаш, В.Н. Николаевский // Успехи механики. – 1989. – Т. 12, № 1. – С. 131–183.
13. Стефанов, Ю.П. Локализация деформации и разрушение в геоматериалах. Численное моделирование / Ю.П. Стефанов // Физическая мезомеханика. – 2002. – № 5. – С. 107–118.
14. Стефанов, Ю.П. Некоторые особенности численного моделирования поведения упруго-хрупкопластичных материалов / Ю.П. Стефанов // Физическая мезомеханика. – 2005. – Т. 8, № 3. – С. 129–142.
15. Стефанов, Ю.П. Численное моделирование деформирования и разрушения образцов песчаника / Ю.П. Стефанов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2008. – № 1. – С. 69–79.
16. Zoback, M.D. Reservoir geomechanics: 2nd edn. / M.D. Zoback. – Cambridge: Cambridge University Press, 2010. – 461 p.
17. Dynamics of inelastic deformation of porous rocks and formation of localized compaction zones studied by numerical modeling / Yu.P. Stefanov [et al.] // Journal of the Mechanics and Physics of Solids. – 2011. – Vol. 59, № 11 – P. 2323–2340.
18. Microstructure-Based Computational Analysis of Deformation Stages of Rock-like Sandy-Cement Samples in Uniaxial Compression / M.O. Eremin [et al.] // Materials. – 2023. – Vol. 16, № 24. – 16 p. DOI: doi.org/10.3390/ma16010024
19. Stefanov, Yu.P. Constitutive Model of Rock, Nonlinearity and Localization / Yu.P. Stefanov // Reviews on Advanced Materials and Technologies. – 2023. – Vol. 5, № 3. – P. 30–38. DOI: 10.17586/2687-0568-2023-5-3-30-38
20. Немирович-Данченко, М.М. Модель гипоупругой хрупкой среды: применение к расчету деформирования и разрушения горных пород / М.М. Немирович-Данченко // Физическая мезомеханика – 1998. – № 2. – С. 107–114.
21. Stefanov, Yu.P. Numerical investigation of deformation localization and crack formation in elastic brittle-plastic materials / Yu.P. Stefanov // International Journal of Fracture. – 2004. – Vol. 128. – P. 345–352.
22. Wilkins, M.L. Computer Simulation of Dynamic Phenomena / M.L. Wilkins. – Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1999. – 246 p.
23. Numerical modeling of plastic deformation and failure around a wellbore in compaction and dilation modes / A. Garavand [et al.] // International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. – 2020. – Vol. 44. – P. 823–850. DOI: 10.1002/nag.3041
24. Numerical Study of Rock Deformation Processes at Core Recovery / E. Grishko [et al.] // 82nd EAGE Annual Conference & Exhibition, Oct 2021 / European Association of Geoscientists & Engineers. – 2021. – Vol. 2021. – 5 p. – DOI: 10.3997/2214-4609.202112866
25. ,u.P. Formation of dilation and compaction zones around wells / Yu.P. Stefanov, R.A. Bakeev // International Conference on Physical Mesomechanics of Multilevel Systems 2014, 3-5 Sep 2014, Tomsk, Russia: AIP Conference Proceedings. – 2014. – Vol. 1623. – P. 619–622. DOI: 10.1063/1.4899021
26. Stefanov, Yu.P. Modeling of Inelastic Deformation around Vertical and Horizontal Wells / Yu.P. Stefanov, A.V. Myasnikov // Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures, 21–25 Sep, 2015, Tomsk, Russia : AIP Conference Proceedings. – 2015. – Vol. 1683. – P. 020221. DOI: 10.1063/1.4932911
27. Стефанов, Ю.П. Формирование цветковых структур нарушений в слое геосреды при разрывном горизонтальном сдвиге основания / Ю.П. Стефанов, Р.А. Бакеев // Физика Земли. – 2015. – № 4. – С. 81–93.
28. Стефанов, Ю.П. Моделирование поведения высокопористых геоматериалов при формировании полос локализованного уплотнения / Ю.П. Стефанов, М. Тьерселен // Физическая мезомеханика. – 2007. – Т. 10, № 1. – С. 93–106.
29. Закономерности пространственного развития пластов-коллекторов тульского горизонта на западном склоне Южно-Татарского свода / И.А. Ларочкина [и др.] // Георесурсы. – 2012. – № 2. – С. 12–15.
30. Применение геомеханического моделирования для решения задач разработки слабосцементированных пластов / А.А. Лутфуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 28–31.
31. Силантьев, В.В. Модель осадконакопления пашийского горизонта (терригенная толща девона) Южно-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / В.В. Силантьев // Георесурсы. – Т. 24, № 4. – С. 12–39.
32. Данилова, Т.Е. Атлас пород основных нефтеносных горизонтов палеозоя республики Татарстан. Терригенные породы девона и нижнего карбона / Т.Е. Данилова. – Казань: Плутон, 2008. – 440 с.
33. Гирфанов, И.И. О зависимостях для определения геомеханических свойств для условий Ромашкинского нефтяного месторождения [Электронный ресурс] / И.И. Гирфанов, И.Т. Усманов // Нефтяная провинция: сетевое науч. изд. – 2021. – № 3. – С. 57–66. – URL: https://vkro-raen.com/27-57-66 (дата обращения: 11.06.2025).

34. ГОСТ 21153.8-88. Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии: изд. официальное: срок действия от 01.07.89 до 01.07.94. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 15 с.
35. Rui, Yang. Experimental Investigation of Energy Evolution in Sandstone Failure during Triaxial Unloading Confining Pressure Tests / Yang Rui, Ma Depeng, Yang Yongjie // Advances in Civil Engineering. – 2019. – 11 p. – DOI: 10.1155/2019/7419752
36. Mechanical Properties and Energy Dissipation of Sandstone under Cyclic Loading-Unloading / Xie Shoudong [et al.] // Shock and Vibration. – 2021. – 12 p. DOI: 10.1155/2021/8444980
37. Macro-mechanical properties of saturated sandstone of Jushan Mine under post-peak cyclic loading: an experimental study / Wenlin Feng [et al.] // Arabian Journal of Geosciences. – 2019. – Vol. 12. – P 702. DOI: 10.1007/s12517-019-4904-0
38. Heap, M.J. The evolution of elastic moduli with increasing crack damage during cyclic stressing of a basalt from Mt. Etna volcano / M.J. Heap, S. Vinciguerra, P.G. Meredith // Tectonophysics. – 2009. – Vol. 471, № 1-2. – P. 153–160.
39. Стефанов, Ю.П. Некоторые нелинейные эффекты поведения горных пород / Ю.П. Стефанов // Физическая мезомеханика. – 2016. – Т. 19, № 6. – С. 54–61.
40. Стефанов, Ю.П. Диаграммы нагружения и параметры модели упруго-псевдопластической деформации черносланцевых пород баженовской свиты / Ю.П. Стефанов, Д.К. Жарасбаева // Геофизические технологии. – 2022. – № 3. – С. 13–24.
41. Stefanov, Yu.P. Effect of Nonlinear Elasticity on Loading Diagrams of Rock Specimens / Yu.P. Stefanov, A.S. Romanov, R.A. Bakeev // Proceedings of The International Conference on Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures 2019, 1–5 Oct 2019, Tomsk, Russia: AIP Conference Proceedings. – 2019. – Vol. 2167. – P. 020349. DOI: 10.1063/1.5132216
42. Petroleum Related Rock Mechanics / E. Fjær [et al.]. – Amsterdam: Elsevier Science Publishers, 2008. – 491p.
43. Латышова, М.Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учебное пособие / М.Г. Латышова, В.Г. Мартынов, Т.Ф. Соколова. – М.: Недра, 2007. – 327 с.
44. Barree, R.D. Holistic fracture diagnostics: consistent interpretation of prefrac injection tests using multiple analysis methods / R.D. Barree, V.L. Barree, D. Craig // SPE Production & Operations. – 2007. – Vol. 24, iss. 3. – P. 396–406.
45. Prabhakaran, R. Pore pressure effects on fracture net pressure and hydraulic fracture containment: Insights from an empirical and simulation approach / R. Prabhakaran, H. De Pater, J. Shaoul // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 157. – P. 724–736.
46. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений: в 2-х т. / Р.Х Муслимов [и др.]. – Казань: Фэн: Академия наук РТ, 2007. – Т. 1. – 315 с.

References

1. Stein N., Hilchie D.W. Estimating the maximum production rate possible from friable sandstones without using sand control. *Journal of Petroleum Technology*, 1972, vol. 9, pp. 1157-1160. DOI: 10.2118/3499-PA
2. Shuman G.O.J., Ellis R.C., Snyder R.E. Sand control handbook. 2nd ed. Houston: Gulf Pub. Co, 1986, 176 p.
3. Wang J. et al. Prediction of Volumetric Sand Production and Wellbore Stability Analysis of a Well at Different Completion schemes. *Alaska Rocks 2005: The 40th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), Anchorage, Alaska, June 25-29 2005. Anchorage, 2005, ARMA-05-842.*
4. Willson S.M. et al. New Model for Predicting the Rate of Sand Production. *SPE/ISRM Rock Mechanics Conference Oct 20-23, 2002, Irving, Texas*. SPE-78168-MS. DOI: 10.2118/78168-MS
5. Hettema M.H. et al. The Relative Importance of Drawdown and Depletion in Sanding Wells: Predictive Models Compared With Data From the Statfjord Field. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Feb 15-17, 2006, Lafayette, Louisiana, USA*. SPE-97794-MS. DOI: 10.2118/97794-MS
6. Weingarten J.S., Perkins T.K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies. *Journal of Petroleum Technology*, 1995, vol. 47, no. 7, pp. 596-600. DOI: 10.2118/24797-PA
7. Wang Y., Papamichos E. Sand Prediction By Different Criteria And Validation Through a Hollow Cylinder Test. *46th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, June 24-27, 2012, Chicago, Illinois. ARMA-2012-671.*
8. Sedov L.I. Mekhanika sploshnoi sredy [Continuum mechanics]. Moscow: Nauka, 1976, vol. 1, 536 p.
9. Sedov L.I. Mekhanika sploshnoi sredy [Continuum mechanics]. Moscow: Nauka, 1976, vol. 2, 584 p.
10. Drukker D., Prager V. Mekhanika gruntov i plasticheskii analiz ili predel'noe proektirovanie [Soil mechanics and plastic analysis or limit design]. *Mekhanika. Novoe v zarubezhnoi nauke. Vypusk 2. Opredeliaiushchie zakony mekhaniki gruntov*. Ed. V.N. Nikolaevskii, Moscow: Mir, 1975, pp. 166-177.
11. Nikolaevskii V.N. Opredeliaiushchie uravneniia plasticheskogo deformirovaniia sypuchei sredy [Constitutive equations of plastic deformation of bulk media]. Prikladnaia matematika i mekhanika, 1971, vol. 35, iss. 6, pp. 1070-1082.
12. Garagash I.A., Nikolaevskii V.N. Neassotsiirovannye zakony techeniia i lokalizatsii plasticheskoi deformatsii [Unassociated laws of flow and localization of plastic deformation]. *Uspekhi mekhaniki*, 1989, vol. 12, no. 1, pp. 131-183.
13. Stefanov Iu.P. Lokalizatsiia deformatsii i razrushenie v geomaterialakh. Chislennoe modelirovanie [Localization of deformation and failure in geomaterials. Numerical modeling]. *Fizicheskaia mezomekhanika*, 2002, no. 5, pp. 107-118.
14. Stefanov Iu.P. Nekotorye osobennosti chislennogo modelirovaniia povedeniia uprugo-khrupkoplastichnykh materialov [Some features of numerical modeling of the behavior of elastic-brittle-plastic materials]. *Fizicheskaia mezomekhanika*, 2005, vol. 8, no. 3, pp. 129-142.
15. Stefanov Iu.P. Chislennoe modelirovanie deformirovaniia i razrusheniia obraztsov peschanika [Numerical modeling of deformation and fracture of sandstone samples]. *Fiziko-tekhnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopaemykh*, 2008, no. 1, pp. 69-79.
16. Zoback M.D. Reservoir geomechanics: 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2010, 461 p.
17. Stefanov Yu.P. et al. Dynamics of inelastic deformation of porous rocks and formation of localized compaction zones studied by numerical modeling. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 2011, vol. 59, vol 11, pp. 2323-2340. DOI: 10.1016/j.jmps.2011.08.002
18. Eremin M.O. et al. Microstructure-Based Computational Analysis of Deformation Stages of Rock-like Sandy-Cement Samples in Uniaxial Compression. *Materials*, 2023, vol. 16, no. 24, 16 p. DOI: 10.3390/ma16010024
19. Stefanov Yu.P. Constitutive Model of Rock, Nonlinearity and Localization. *Reviews on Advanced Materials and Technologies*, 2023, vol. 5, no. 3, pp. 30-38. DOI: 10.17586/2687-0568-2023-5-3-30-38
20. Nemirovich-Danchenko M.M. Model' gipouprugoi khrupkoi sredy: primenenie k raschetu deformirovaniia i razrusheniia gornykh porod [Hypoelastic brittle medium model: application to the calculation of deformation and failure of rocks]. *Fizicheskaia mezomekhanika*, 1998, no. 2, pp. 107-114.
21. Stefanov Yu.P. Numerical investigation of deformation localization and crack formation in elastic brittle-plastic materials. *International Journal of Fracture*, 2004, vol. 128, pp. 345-352. DOI: 10.1023/B:FRAC.0000040998.25746.66
22. Wilkins M.L. Computer Simulation of Dynamic Phenomena. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1999, 246 p.
23. Garavand A. et al. Numerical modeling of plastic deformation and failure around a wellbore in compaction and dilation modes. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2020, vol. 44, pp. 823-850. DOI: 10.1002/nag.3041
24. Grishko E. et al. Numerical Study of Rock Deformation Processes at Core Recovery. *82nd EAGE Annual Conference & Exhibition, Oct 2021*. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021, vol. 2021, 5 p. DOI: 10.3997/2214-4609.202112866
25. Stefanov Yu.P., Bakeev R.A. Formation of dilation and compaction zones around wells. *International Conference on Physical Mesomechanics of Multilevel Systems 2014, 3-5 Sep 2014, Tomsk, Russia: AIP Conference Proceedings*, 2014, vol. 1623, pp. 619-622. DOI: 10.1063/1.4899021
26. Stefanov Yu.P., Myasnikov A.V. Modeling of Inelastic Deformation around Vertical and Horizontal Wells. *Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures, 21-25 Sep, 2015, Tomsk, Russia: AIP Conference Proceedings*, 2015, vol. 1683, 020221 p. DOI: 10.1063/1.4932911
27. Stefanov Iu.P., Bakeev R.A. Formirovanie tsvetkovykh struktur narushenii v sloe geosredy pri razryvnom gorizontal'nom sdvige osnovaniia [Formation of flower structures in a geological layer at a strike-slip displacement in the basement]. *Fizika Zemli*, 2015, no. 4, pp. 81-93. DOI: 10.7868/S0002333715040110
28. Stefanov Iu.P., T'erselen M. Modelirovanie povedeniia vysokoporistykh geomaterialov pri formirovanii polos lokalizovannogo uplotneniia [Modeling of the behavior of highly porous geomaterials at compaction band formation]. *Fizicheskaia mezomekhanika*, 2007, vol. 10, no. 1, pp. 93-106.
29. Larochkina I.A. et al. Zakonomernosti prostranstvennogo razvitiia plastov-kollektorov tul'skogo gorizonta na zapadnom sklone Iuzhno-Tatarskogo svoda [Regularity of Spatial Development of the Tula Horizon Reservoir Bed on the Western Slope of the South-Tatar Arch (Russia)]. *Georesursy*, 2012, no. 2, pp. 12-15.
30. Lutfullin A.A. et al. Primenenie geomekhanicheskogo modelirovaniia dlia resheniia zadach razrabotki slabostsementirovannykh plastov [Application of geomechanical modeling tools to address the challenges associated with development of poorly cemented reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2022, no. 7, pp. 28-31. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-7-28-31
31. Silant'ev V.V. Model' osadkonakopleniia pashiiskogo gorizonta (terrigennaia tolshcha devona) Iuzhno-Tatarskogo svoda Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii [Sedimentation model of the middle Devonian clastic succession of the South Tatar Arch, Pashyian Regional stage, Volga-Ural Oil and Gas Province, Russia]. *Georesursy*, vol. 24, no. 4, pp. 12-39. DOI: 10.18599/grs.2022.4.2
32. Danilova T.E. Atlas porod osnovnykh neftenosnykh gorizontov paleozoia respubliki Tatarstan. Terrigennye porody devona i nizhnego karbona [Atlas of Rocks of the Main Oil-Bearing Horizons of the Paleozoic Era in the Republic of Tatarstan. Terrigenous Rocks of the Devonian and Lower Carboniferous Era]. Kazan': Pluton, 2008, 440 p.
33. Girfanov I.I., Usmanov I.T. O zavisimostiakh dlia opredeleniia geomekhanicheskikh svoistv dlia uslovii Romashkinskogo neftianogo mestorozhdeniia [Relationships for determination of geomechanical properties for Romashkinskoye oil field conditions]. *Neftianaia provintsiia: setevoe nauchnoe izdanie*, 2021, no. 3, pp. 57-66, available at: https://vkro-raen.com/27-57-66 (accessed 11 June 2025). DOI: 10.25689/NP.2021.3.57-66

34. GOST 21153.8-88. Porody gornye. Metod opredeleniia predela prochnosti pri ob"emnom szhatii: izd. ofitsial'noe: srok deistviia ot 01.07.89 do 01.07.94 [GOST 21153.8-88. Rocks. Method for Determining the Ultimate Compressive Strength: official edition: valid from July 1, 1989 to July 1, 1994.]. Moscow: Izdatel'stvo standartov, 1988, 15 p.
35. Rui Yang, Depeng Ma, Yongjie Yang Experimental Investigation of Energy Evolution in Sandstone Failure during Triaxial Unloading Confining Pressure Tests. *Advances in Civil Engineering*, 2019, 11 p. DOI: 10.1155/2019/7419752
36. Shoudong Xie et al. Mechanical Properties and Energy Dissipation of Sandstone under Cyclic Loading-Unloading. *Shock and Vibration*, 2021, 12 p. DOI: 10.1155/2021/8444980
37. Feng Wenlin et al. Macro-mechanical properties of saturated sandstone of Jushan Mine under post-peak cyclic loading: an experimental study. *Arabian Journal of Geosciences*, 2019, vol. 12, 702 p. DOI: 10.1007/s12517-019-4904-0
38. Heap M.J., Vinciguerra S., Meredith P.G. The evolution of elastic moduli with increasing crack damage during cyclic stressing of a basalt from Mt. Etna volcano. *Tectonophysics*, 2009, vol. 471, no. 1-2, pp. 153-160. DOI: 10.1016/j.tecto.2008.10.004
39. Stefanov Iu.P. Nekotorye nelineinye effekty povedeniia gornykh porod [Some nonlinear rock behavior effects]. *Fizicheskaia mezomekhanika*, 2016, vol. 19, no. 6, pp. 54-61. DOI: 10.24411/1683-805X-2016-00031
40. Stefanov Iu.P., Zharasbaeva D.K. Diagrammy nagruzheniia i parametry modeli uprugo-psevdoplasticheskoi deformatsii chernoslantsevykh porod bazhenovskoi svity [Loading diagrams and parameters of the model of elastic-pseudoplastic deformation of black shale rocks of the Bazhenov formation]. *Geofizicheskie tekhnologii*, 2022, no. 3, pp. 13-24. DOI: 10.18303/2619-1563-2022-3-13
41. Stefanov Yu.P., Romanov A.S., Bakeev R.A. Effect of Nonlinear Elasticity on Loading Diagrams of Rock Specimens. *Proceedings of The International Conference on Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures 2019, 1-5 October 2019, Tomsk, Russia: AIP Conference Proceedings*, 2019, vol. 2167, 020349 p. DOI: 10.1063/1.5132216
42. Fjær E. et al. Petroleum Related Rock Mechanics. Amsterdam: Elsevier Science Publishers, 2008, 491 p.
43. Latyshova M.G., Martynov V.G., Sokolova T.F. Prakticheskoe rukovodstvo po interpretatsii dannykh GIS [A Practical Guide to Data Interpretation Geophysical Well Surveys]. Moscow: Nedra, 2007, 327 p.
44. Barree R.D., Barree V.L., Craig D. Holistic fracture diagnostics: consistent interpretation of prefrac injection tests using multiple analysis methods. *SPE Production & Operations*, 2007, vol. 24, iss. 3, pp. 396-406. DOI: 10.2118/107877-PA
45. Prabhakaran R., De Pater H., Shaoul J. Pore pressure effects on fracture net pressure and hydraulic fracture containment: Insights from an empirical and simulation approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 157, pp. 724-736. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.07.009
46. Muslimov R.Kh et al. Neftegazonosnost' Respubliki Tatarstan. Geologiia i razrabotka neftianykh mestorozhdenii [Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields]. Kazan': Fen: Akademiia nauk RT, 2007, vol. 1, 315 p.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равноценен.