

Численное моделирование задач геомеханики при изучении неоднородного поля напряжений в околоскважинной зоне

С.Н. Попов^{1*}, С.Е. Чернышов^{2**}

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

2 – Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

E-mail: *popov@ipng.ru, **nirgnf@bk.ru

Аннотация. Рассмотрены некоторые из основных актуальных задач геомеханики, связанных с численным моделированием неоднородного напряженно-деформированного состояния в околоскважинной зоне при разработке месторождений нефти и газа. Представлены методы анализа поля напряжений для выявления возможных зон разрушения основных конструктивных элементов скважины и перфорационных каналов. Для щелевой перфорации приведен пример расчета величины проницаемости коллектора при трансформации эффективных напряжений вблизи скважины.

Ключевые слова: численное моделирование, метод конечных элементов, околоскважинная зона, напряженно-деформированное состояние, зона разрушения, проницаемость, критерий Кулона–Мора

Для цитирования: Попов С.Н., Чернышов С.Е. Численное моделирование задач геомеханики при изучении неоднородного поля напряжений в околоскважинной зоне // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 175–187. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art11>

Введение

В последние годы все больше внимания уделяется проблемам геомеханики при разработке нефтяных и газовых месторождений. Определение достоверного напряженно-деформированного состояния пласта и конструкции скважины позволяет избежать возникновения аварийных ситуаций при бурении, строительстве и эксплуатации скважин, повысить эффективность создания трещин гидроразрыва пласта, предупредить интенсивное пескопроявление для слабощементированных коллекторов, изучить трансформацию поля напряжений при создании перфорационных каналов, спрогнозировать вариации фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) при увеличении или снижении давления флюида в пласте и вблизи скважины и т. д. [1–4].

В настоящее время широко применяются методы создания геомеханических 1D-моделей скважин и 3D-моделей месторождений [5, 6]. Актуальность их применения не вызывает сомнений, вместе с тем, данные модели имеют и свои ограничения. В частности, они не позволяют в полной мере учесть все конструктивные элементы скважины (колонну, цементный камень), оценить вероятность разрушения обсадных труб при наличии интервалов отсутствия цементного камня за обсадной колонной, изучить устойчивость скважины в процессе твердения тампонажного раствора, спрогнозировать трансформацию неоднородного поля напряжений вблизи перфорационных каналов и т. д.

Для решения подобного рода задач требуется создание специальных численных моделей околоскважинных зон, позволяющих учесть геометрические особенности конструкции скважины и пустот вблизи нее (перфорационные каналы, интервалы отсутствия цементного камня и т. п.), а также провести полноценный анализ поля напряжений для последующего прогноза возникновения возможных зон разрушения в колонне, крепи или породе, и вариаций ФЕС пород-коллекторов [7–9].

В данной публикации рассмотрен ряд задач геомеханики, связанных с расчетом напряженно-деформированного состояния (НДС) породного массива и скважины с применением метода конечных элементов. Приведены основные результаты выполненного моделирования, а также сформулированы основные наиболее значимые выводы, связанные с повышением эффективности разработки месторождений нефти и газа при помощи геомеханических расчетов.

Примеры расчета и анализа напряжений в околоскважинной зоне

При численном моделировании НДС применяются дифференциальные соотношения, описывающие упругое и

пороупругое поведение твердого тела. За счет использования вариационного принципа и закона сохранения энергии дифференциальные соотношения преобразуются в системы линейных уравнений, которые решаются численным методом. Ниже рассмотрены некоторые из наиболее актуальных численных моделей с основными результатами.

Моделирование изменения НДС и проницаемости пород-коллекторов при создании щелевой перфорации

При моделировании использовалась конечно-элементная схема участка вертикальной скважины, представленная на рис. 1. Высота модели составила 0,75 м, радиус – 5 м, радиус открытого ствола скважины – 0,108 м. Имитировалось 4 щелевых канала, смещенных по окружности на 90°, в силу симметрии достаточно использовать сектор модели в виде четверти цилиндра. Каналы имели горизонтальное сечение в виде эллипса с радиусами 0,4 и 0,02 м. В данной модели колонна и цементный камень не учитывались, но предполагалось, что фильтрация через стенки скважины отсутствует и осуществляется только через стенки щелевой перфорации.

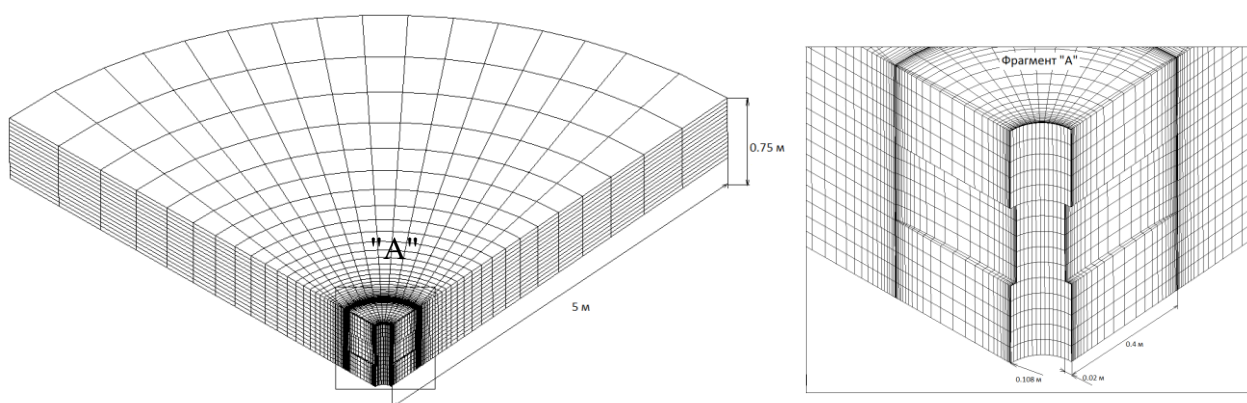


Рис. 1. Конечно-элементная схема околоскважинной зоны, используемая для моделирования изменения НДС при создании щелевой перфорации

В табл. 1 представлены геомеханические свойства породы-коллектора и величины давлений. Имитировалось создание в скважине депрессии на пласт величиной 2–8 МПа, расчеты производились на примере терригенного коллектора одного из нефтяных месторождений юга Пермского края.

Таблица 1

Механические свойства породы и величины давлений, используемые в расчетах

№ п/п	Характеристика	Значение
1	модуль упругости, ГПа	20,00
2	коэффициент Пуассона, д.е.	0,17
3	коэффициент Био, д.е.	0,85
4	предел прочности при одноосном сжатии, МПа	24,00
5	угол внутреннего трения, градусы	28,00
6	проницаемость, мД	100,00
7	глубина пласта, м	1600,00
8	вертикальное напряжение, МПа	40,00
9	горизонтальное напряжение, МПа	34,00
10	пластовое давление, МПа	15,00
11	депрессия на пласт, МПа	2–8

Предполагалось, что при изменении эффективных напряжений происходит снижение проницаемости за счет уплотнения породы. Для определения величины проницаемости применялась

зависимость, приведенная в публикации [10]:

$$\begin{cases} K = K_0 - \lambda \Delta \sigma, & \Delta \sigma \geq 0 \\ K = K_0 + \kappa \Delta \sigma, & \Delta \sigma < 0 \end{cases},$$

где K_0 – начальная проницаемость пласта, мД;

K – текущая проницаемость, мД;

$\Delta \sigma$ – изменение среднего эффективного напряжения, МПа;

λ – коэффициент снижения проницаемости, мД/МПа;

κ – коэффициент восстановления проницаемости, мД/МПа

Для оценки зон разрушения использовался критерий Кулона-Мора в следующем виде:

$$\sigma_1 - p = \sigma_c + (\sigma_3 - p) \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi},$$

где σ_1 , σ_3 – главные максимальное и минимальное напряжения, соответственно, МПа;

σ_c – предел прочности породы при одноосном сжатии, МПа;

φ – угол внутреннего трения, град;

p – пластовое давление, МПа.

В результате расчетов были получены поля распределения эффективных напряжений при различной величине депрессии на пласт. На рис. 2–4 представлены некоторые из основных результаты расчетов.

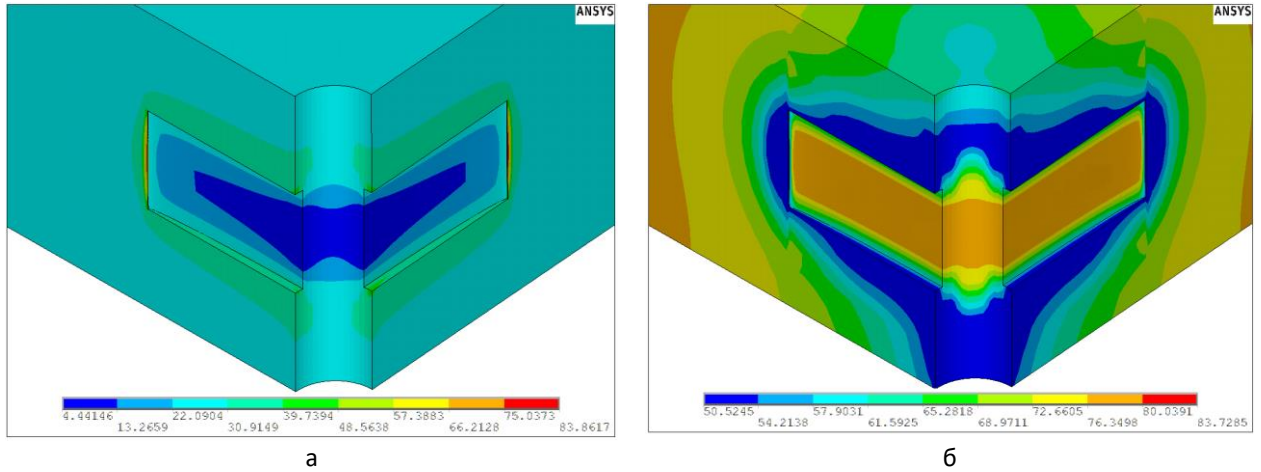


Рис. 2. Распределение средних эффективных напряжений в МПа (а) и проницаемости в мД (б) вблизи скважины при создании щелевой перфорации для депрессии 5 МПа

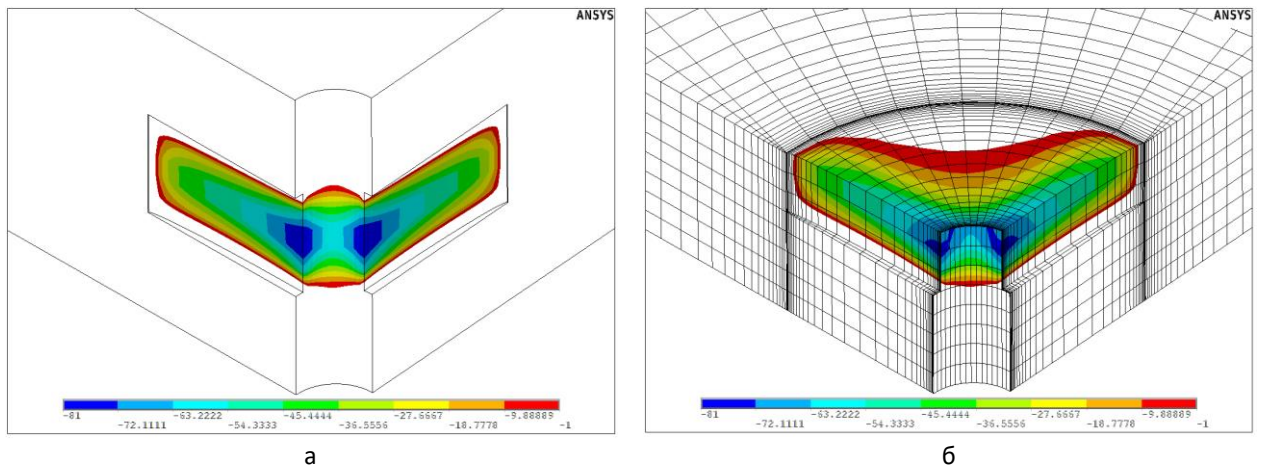


Рис. 3. Распределение величины изменения эффективных напряжений (в %) в целом в модели (а) и на срезе по середине щелей (б) вблизи скважины при создании щелевой перфорации для депрессии 5 МПа

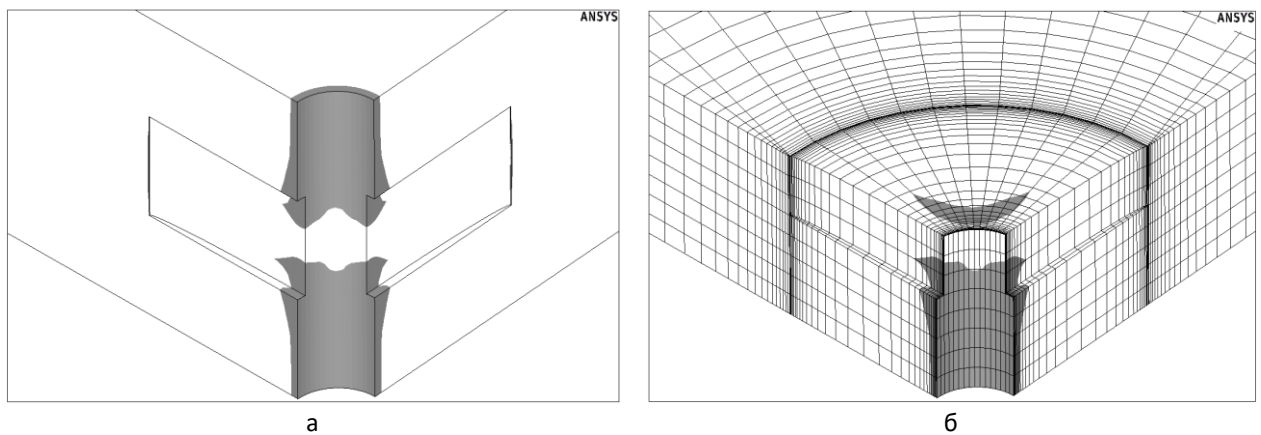


Рис. 4. Области разрушения (пластических деформаций) породы-коллектора согласно критерию Кулона-Мора в целом в модели (а) и на срезе по середине щелей (б) вблизи скважины при создании щелевой перфорации для депрессии 5 МПа

В результате данных расчетов были сделаны следующие основные выводы:

1. На основе полученного поля распределения напряжений (см. рис. 2, 3) показано существенное их восстановление (уменьшение) при создании щелевой перфорации, что приводит к восстановлению проницаемости породы-коллектора. Область восстановления напряжений находится вблизи скважины в пределах радиуса, равного длине щелей.

2. С использованием зависимости изменения проницаемости от эффективных напряжений было определено распределение данной характеристики породы-коллектора под воздействием изменяющегося напряженного состояния пласта. Результаты расчетов показали, что наиболее интенсивное восстановление проницаемости происходит на боковых поверхностях щелей (см. рис. 2б).

3. Оценка области разрушения пород после создания данного типа перфорации с применением критерия Кулона-Мора показала, что перфорационные щели

достаточно устойчивы к воздействию напряжений и области пластических деформаций возникают только вблизи скважины (см. рис. 4).

Моделирование НДС пород-коллекторов при создании кумулятивной перфорации

При моделировании использовалась конечно-элементная схема участка вертикальной скважины, представленная на рис. 5. Высота модели составила 0,167 м, радиус – 3 м, радиус открытого ствола скважины – 0,108 м. Имитировалось 4 отверстия кумулятивной перфорации, смещенных по окружности на 90°, в силу симметрии достаточно использовать сектор модели в виде четверти цилиндра. Каналы задавались в виде эллипсоида с радиусами 0,3 и 0,06 м. В данной модели также колонна и цементный камень не учитывались, но предполагалось, что фильтрация через стенки скважины отсутствует и осуществляется только через стенки перфорационных каналов.

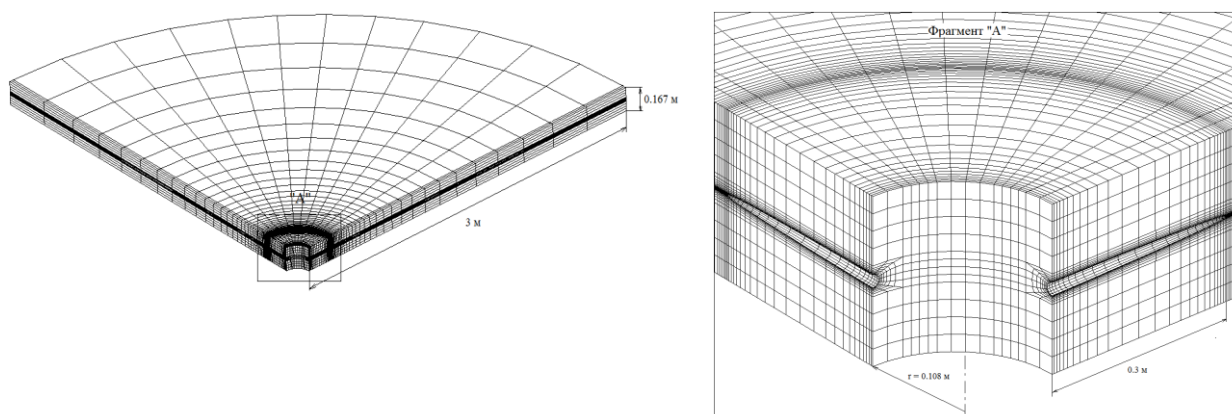


Рис. 5. Конечно-элементная схема околоскважинной зоны, используемая для моделирования изменения НДС при создании кумулятивной перфорации

В табл. 2 представлены геомеханические свойства породы-коллектора и величины давлений. Имитировалось создание в скважине

депрессии на пласт величиной 2–10 МПа, расчеты производились на примере карбонатных коллекторов двух нефтяных месторождений юга Пермского края.

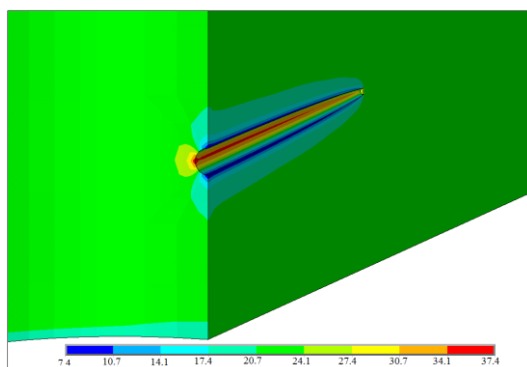
Таблица 2

Механические свойства породы и величины давлений, используемые в расчетах

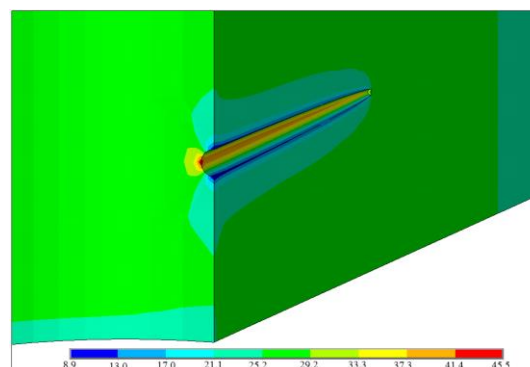
№ п/п	Характеристика	Трушниковское месторождение	Павловское месторождение
1	Модуль упругости, ГПа	30	28,00
2	Коэффициент Пуассона, д.е.	0,3	0,30
3	Коэффициент Био, д.е.	0,55	0,60
4	Предел прочности при одноосном сжатии, МПа	35	30,00
5	Угол внутреннего трения, градусы	32	30,00
7	Глубина пласта, м	1680	1790,00
8	Вертикальное напряжение, МПа	42	45,00
9	Горизонтальное напряжение, МПа	24	25,60
10	Пластовое давление, МПа	17,5	18,60
11	Депрессия на пласт, МПа	2–10	2–10

В результате расчетов были получены поля распределения эффективных напряжений при различной величине депрессии на пласт. Затем величины напряжений анализировались

на предмет возникновения зон разрушения на основе применения критерия Кулона-Мора. На рис. 6 и 7 представлены некоторые из основных результатов расчетов.



а



б

Рис. 6. Распределение средних эффективных напряжений в МПа вблизи скважины при создании кумулятивной перфорации для фаменских отложений Павловского месторождения при депрессии 2 МПа (а) и 10 МПа (б)

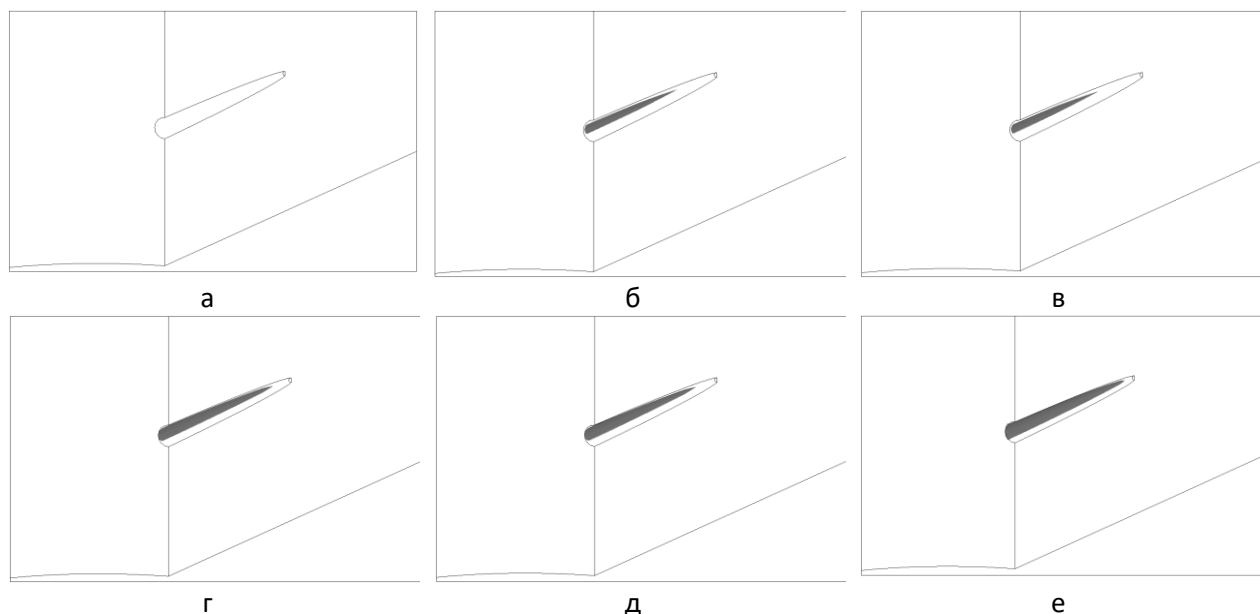


Рис. 7. Динамика зон разрушения породы-коллектора вблизи отверстий кумулятивной перфорации согласно критерию Кулона-Мора, для фаменских отложений Трушниковского (а, в, д) и Павловского (б, г, е) месторождений при депрессии 2 МПа (а, б), 6 МПа (в, г) и 10 МПа (д, е)

По результатам данных расчетов были сделаны следующие основные выводы:

1. На основе полученного поля напряжений показано, что вблизи каналов перфорации область увеличения напряжений сопоставима с областью их снижения, это говорит о том, что существенное восстановление проницаемости при таком типе перфорации вряд ли возможно.

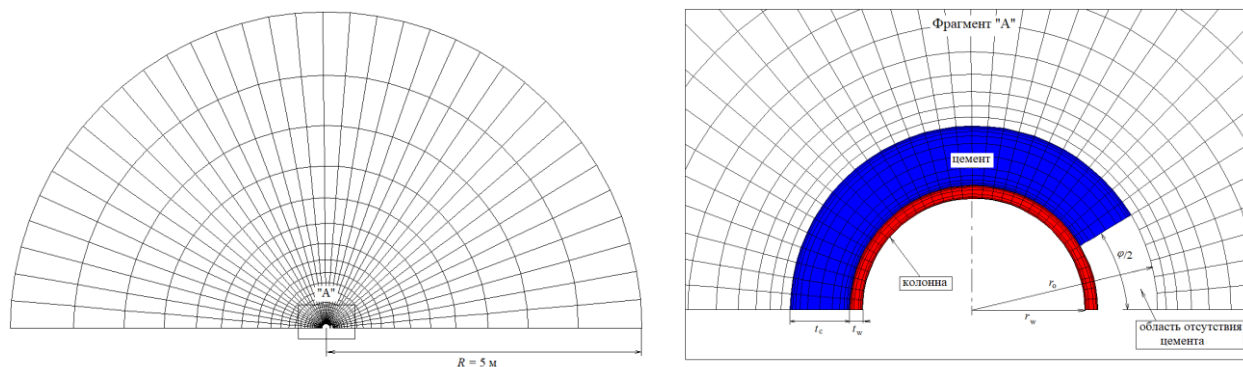
2. Оценка областей разрушения по критерию Кулона-Мора выявила, что при создании кумулятивной перфорации зоны разрушения вблизи отверстий могут возникнуть уже при депрессии 2 МПа, что может привести к негативным последствиям, в частности, к закупорке перфорационных каналов и снижению величины потока флюида в скважину.

3. Разработанная численная конечно-элементная модель околоскважинной зоны может быть использована в дальнейшем

для расчета неоднородного поля напряжений при вскрытии пластов кумулятивной перфорацией на примере других продуктивных объектов месторождений нефти и газа.

Моделирование НДС конструкции скважины и определение устойчивости эксплуатационной колонны в условиях частичного отсутствия цементного камня

Для расчета поля напряжений создавалась плоская конечно-элементная схема, включающая: обсадную колонну, цементный камень с областью его отсутствия, участок породы-коллектора вблизи вертикальной скважины радиусом 5 м (рис. 8). В силу симметрии рассматривалась только половина выбранного сечения околоскважинной зоны. На рис. 8 приведена конечно-элементная схема модели, используемая в расчетах.



R – радиус модели, r_o – радиус открытого ствола скважины, r_w – внутренний радиус колонны, t_c – толщина цементного камня, t_w – толщина колонны

Рис. 8. Конечно-элементная схема сечения околоскважинной зоны, используемая для расчета устойчивости колонны в условиях частичного отсутствия цементного камня

В табл. 3 сведены исходные физические характеристики модели на примере ачимовских отложений одного из месторождений Ханты-Мансийского

автономного округа: физико-механические свойства пород и эксплуатационной колонны, а также величины воздействующих на модель внешних напряжений.

Таблица 3

Физические характеристики модели, используемые в расчетах

№ п/п	Характеристика	Значение
1	модуль упругости породы, ГПа	40,00
2	коэффициент Пуассона породы, д.е.	0,22
3	модуль упругости цемента, ГПа	12,20
4	коэффициент Пуассона цемента, д.е.	0,13
5	модуль упругости колонны, ГПа	200,00
6	коэффициент Пуассона колонны, д.е	0,20
7	предел текучести стали колонны, МПа	539,00
8	глубина пласта, м	3200,00
9	вертикальное напряжение, МПа	70,40
10	горизонтальное напряжение, МПа	52,00
11	пластовое давление, МПа	35,00

В результате расчетов были получены поля распределения напряжений при различной величине угла сектора отсутствия цемента. Затем величины напряжений анализировались

на предмет возникновения зон разрушения в колонне на основе предела текучести стали колонны. На рис. 9 представлены некоторые из основных результатов расчетов.

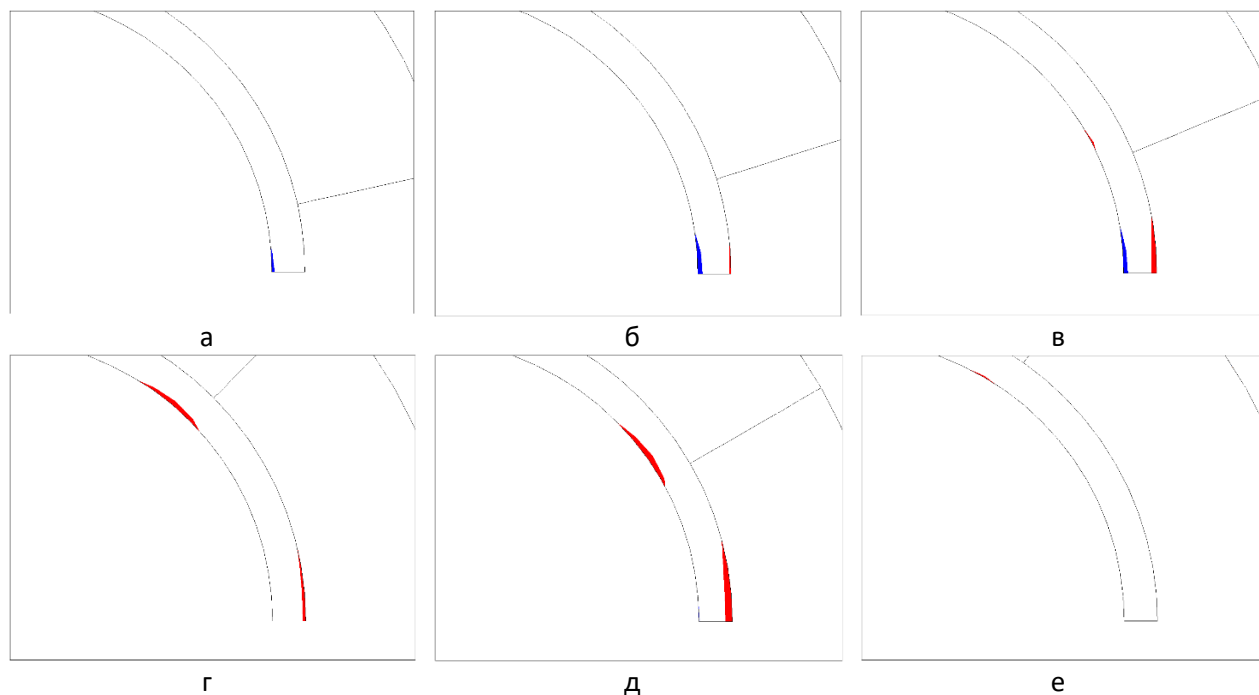


Рис. 9. Динамика зон разрушения в эксплуатационной колонне при ее некачественном цементировании для сектора отсутствия цементного камня с углом: а – 25°; б – 35°; в – 45°; г – 60°; д – 90°; е – 110° (синий цвет – разрушение от сжимающих нагрузок, красный – от растягивающих)

Проведенные расчеты напряжений в конструкции скважины в условиях частичного отсутствия цементного камня позволили сделать следующие основные выводы:

1. Численное моделирование показало, что максимальные напряжения в колонне возникают тогда, когда давление в пустотном пространстве минимально. Если же давление в интервале отсутствия цементного камня равно пластовому, то оно частично компенсирует давление в скважине, что приводит к снижению напряжений.

2. На основе анализа участков разрушения эксплуатационной колонны был сделан вывод о том, что пластические деформации в колонне начинают появляться при угле сектора пустотного пространства примерно 25°, при этом присутствуют

области разрушения как от растягивающих, так и от сжимающих напряжений. При увеличении угла сектора пустотного пространства области разрушения обсадной колонны также сначала увеличиваются, а затем начинают уменьшаться и полностью исчезают для угла сектора больше 110°.

3. Расчеты показали, что для рассмотренных условий моделирования пласта и конструкции скважины эксплуатационная колонна может находиться в стабильном состоянии даже при частичном отсутствии цементного камня в заколонном пространстве. В то же время, для каждого конкретного пласта и каждой конкретной конструкции скважины требуется свой расчет НДС и его анализ для определения условий сохранности целостности эксплуатационной колонны скважины.

Выводы

Полученные при выполнении данной научной работы результаты позволяют сделать следующие основные выводы:

1. В статье рассмотрены несколько примеров численного моделирования НДС вблизи скважины с применением метода конечных элементов. Представленные результаты получены с применением специальных численных моделей околоскважинных зон, учитывающих их основные конструктивные элементы и геометрию пустот вблизи скважины (перфорационные каналы, интервалы отсутствия цементного камня).

2. Моделирование каналов щелевой перфорации показало, что вблизи отверстий возникают области разгрузки (уменьшения) эффективных напряжений, что должно привести к восстановлению проницаемости коллектора и говорит об эффективности применения данного метода перфорации.

3. На основе расчетов НДС вблизи кумулятивных перфорационных отверстий

показано, что разрушение их стенок возможно даже при небольших депрессиях на пласт, что говорит о том, что для подбора оптимальных режимов работы скважин требуются предварительные расчеты поля напряжений, возникающего после проведения кумулятивной перфорации.

4. Моделирование НДС скважины в условиях частичного отсутствия цементного камня показало, что в колонне могут возникать области разрушения от напряжений растяжения и сжатия, что повышает вероятность возникновения аварийной ситуации при эксплуатации скважины.

5. Рассмотренные методики и численные модели околоскважинных зон могут быть использованы в дальнейшем при оценке напряжений вблизи скважины для условий разработки других нефтяных и газовых месторождений с целью выбора наиболее эффективной технологии заканчивания и оптимизации параметров работы скважины.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов», № 122022800364-6).

Литература

1. *Zoback M.D.* Reservoir geomechanics. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2007. 449 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511586477>
2. *Fjær E., Holt R.M., Horsrud P.* et al. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. 492 p.
3. *Понов С.Н.* Определение коэффициента запаса прочности цементного камня на основе численного моделирования напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны с учетом изменения упруго-прочностных свойств цемента в процессе его твердения и под воздействием кислотного реагента // SOCAR Proceedings. 2021. № S2. С. 8–16. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200544>

4. Чернышов С.Е., Ретина В.А., Крысин Н.И., Макдоналд Д.И.М. Повышение эффективности разработки терригенных нефтенасыщенных коллекторов системой ориентированных селективных щелевых каналов // Записки Горного института. 2020. Т. 246. С. 660–666. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.6.8>
5. Лукин С.В., Есипов С.В., Жуков В.В. и др. Расчет устойчивости ствола скважины для предотвращения осложнений при бурении // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 70–73.
6. Вашкевич А.А., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В. и др. Развитие комплексного геомеханического моделирования в ПАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 16–19.
7. Попов С.Н., Чернышов С.Е., Гладких Е.А. Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333, № 9. С. 148–157. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3640>
8. Попов С.Н. Геомеханическое моделирование и анализ устойчивости эксплуатационной колонны в условиях частичного отсутствия цементного камня // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 45–51. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200726>
9. Чернышов С.Е., Попов С.Н., Варушкин С.В. и др. Научное обоснование методов вторичного вскрытия фаменских отложений юго-востока Пермского края на основании геомеханического моделирования // Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 732–743. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.51>
10. Ашихмин С.Г., Чернышов С.Е., Кашиников Ю.А., Макдональд Д.И.М. Влияние ориентации и схемы размещения каналов щелевой перфорации на проницаемость терригенных коллекторов в околоскважинной зоне пластов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 132–135. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-132-135>

Информация об авторах

Сергей Николаевич Попов – д.т.н., заведующий лабораторией, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, rorov@ipng.ru

Сергей Евгеньевич Чернышов – д.т.н., заведующий кафедрой, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия, nirgnf@bk.ru

Поступила в редакцию 29.05.2023

Numerical modeling of problems of geomechanics in the study of an inhomogeneous stress field in the near-wellbore zone

S.N. Popov^{1*}, S.E. Chernyshov^{2**}

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

2 – Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

E-mail: *popov@ipng.ru, **nirgnf@bk.ru

Abstract. Some of the main actual problems of geomechanics related to the numerical simulation of an inhomogeneous stress-strain state in the near-wellbore zone during the development of oil and gas fields are considered. Methods for analyzing the stress field are presented to identify possible zones of destruction of the main structural elements of the well and perforation channels. For slotted perforation, an example of calculating the changes in reservoir permeability during the transformation of effective stresses near the well is given.

Keywords: numerical modeling, finite element method, near-wellbore zone, stress-strain state, destruction zone, permeability, Mohr–Coulomb criterion

Citation: Popov S.N., Chernyshov S.E. Numerical modeling of problems of geomechanics in the study of an inhomogeneous stress field in the near-wellbore zone // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 175–187. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art11> (In Russ.).

References

1. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2007. 449 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511586477>
2. Fjær E., Holt R.M., Horsrud P. et al. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. 492 p.
3. Popov S.N. Determination of the safety factor of cement stone based on numerical modeling of the stress-strain state of the near-wellbore zone, taking into account the change in the elastic-strength properties of cement during its hardening and under the influence of an acid reagent // SOCAR Proceedings. 2021. No. S2. P. 8–16. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200544> (In Russ.).
4. Chernyshov S.E., Repina V.A., Krysin N.I., McDonald D.I.M. Improving the efficiency of terrigenous oil-saturated reservoir development by the system of oriented selective slotted channels // Journal of Mining Institute. 2020. Vol. 246. P. 660–666. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.6.8>
5. Lukin S.V., Esipov S.V., Zhukov V.V. et al. Borehole stability prediction to avoid drilling failures // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 6. P. 70–73. (In Russ.).
6. Vashkevich A.A., Zhukov V.V., Ovcharenko Yu.V. et al. Development of integrated geomechanical modeling in Gazprom Neft PJSC // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 12. P. 16–19. (In Russ.).
7. Popov S.N., Chernyshov S.E., Gladkikh E.A. Influence of sandstone reservoir deformations during bottomhole and reservoir pressure decreasing on the permeability and well productivity changes // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering. 2022. Vol. 333, No. 9. P. 148–157. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3640> (In Russ.).

8. *Popov S.N.* Geomechanical modeling and the casing stability analysis in conditions of cement stone partial absence // SOCAR Proceedings. 2022. No. S2. P. 45–51. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200726> (In Russ.).

9. *Chernyshov S.E., Popov S.N., Varushkin S.V.* et al. Scientific justification of the perforation methods for Famennian deposits in the southeast of the Perm Region based on geomechanical modelling // Journal of Mining Institute. 2022. Vol. 257. P. 732–743. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.51>

10. *Ashikhmin S.G., Chernyshov S.E., Kashnikov Yu.A., McDonald D.I.M.* A geomechanical analysis of the influence of orientation and placement of jet slots on terrigenous reservoir permeability // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2018. No. 6. P. 132–135. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-132-135> (In Russ.).

Information about the authors

Sergey N. Popov – Dr. Sci. (Eng.), Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, popov@ipng.ru

Sergey E. Chernyshov – Dr. Sci. (Eng.), Head of Department, Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia, nirgnf@bk.ru

Received 29.05.2023