УДК 539.3;622.276; 622.24

В.В. Стрельченко
д-р техн. наук
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина[1]
профессор
Strelvv@gmail.com

Д.А. Мельничук
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина[1]
аспирант
Avasmd@yandex.ru

А.А. Абросимов
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина[1]
аспирант
Andreich.gis@gmail.com

Моделирование геомеханических изменений фильтрационно-емкостных свойств в окрестности нефтяной скважины

1. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр–т, 65.

Статья посвящена математическому моделированию напряженно-деформированного состояния насыщенной пористой среды на основе метода конечных элементов. Представлены результаты вычислительных экспериментов по изучению деформационных изменений фильтрационно-емкостных свойств в окрестности нефтяной скважины. Приведены количественные оценки снижения дебита добывающей скважины, обусловленные деформационными изменениями околоскважинного пространства при падении пластового давления, а также изменения в фильтрационно-емкостной системе коллектора, вызванные механическим воздействием долота. Полученные результаты применимы как для нефтяных, так и для угольных месторождений

Ключевые слова: фильтрация; пороупругость; численное моделирование; пористость; проницаемость; дебит; метан угольных пластов; угольные месторождения

Широко известно, что отбор углеводородов в процессе эксплуатации скважин приводит к изменению напряженно-деформированного состояния за счет падения давления насыщающих пласт флюидов. Недооценка деформационных процессов может приводить к критическим ситуациям, сопровождающимся значительными экономическими и экологическими последствиями. В частности, падение пластового давления может вызывать снижение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов и оказывать негативное влияние на дебит скважин.

Как правило, для описания фильтрации однофазного флюида используется уравнение пьезопроводности [2], в котором деформации твердой фазы учитываются путем введения в уравнение коэффициента упругоемкости пласта. Если пласт слагают слабо-консолиди-

рованные породы, такой поход к описанию деформационных процессов нельзя назвать достаточно корректным, поскольку объемные деформации породы будут вносить значительную поправку в значения ФЕС и, как следствие, оказывать заметное влияние на процессы фильтрации. Другим важным обстоятельством является невозможность теоретически обоснованного учета физической и геометрической нелинейности процесса деформирования скелета породы путем введения в уравнения коэффициента сжимаемости пласта. Очевидно, что для адекватного описания фильтрационных процессов в деформируемой пористой среде необходимо использование комплексных моделей, не только описывающих фильтрационные и деформационные процессы, но и учитывающие их взаимное влияние. В рамках данной статьи авторы на основе корректной модели количественно оценивают снижение дебита нефтяной добывающей скважины, обусловленное деформационными изменения ФЕС прискважинной зоны.

Постановка задачи

Для изучения процессов фильтрации в деформируемых пористых средах применяется математическая модель теории пороупругости. В настоящей работе авторы ограничиваются описанием течения однофазного флюида в упруго-деформируемой среде. Однако стоит отметить, что такой подход носит универсальный характер и в дальнейшем может быть применен при соответствующей корректировке математической модели для описания фильтрации многофазного флюида с учетом необратимых деформаций скелета породы.

Обозначим вектор перемещений скелета породы через $u(x,t)$, а давление флюида через $p(x,t)$. В таком случае система уравнений пороупругости будет иметь следующий вид:

$$G\nabla^2 u + (\lambda + G)\nabla(\nabla \cdot u) - \alpha \nabla p + F = 0, \quad (1)$$

$$\left((\alpha - \varphi)C_s + \varphi C_f\right)\frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\frac{k}{\mu}\cdot\left(-\nabla p + F_z\right)\right) + \alpha\frac{\partial \varepsilon_{vol}}{\partial t} = f, \quad (2)$$

где λ и G – константы Ламе,

$\alpha = 1 - \dfrac{C_s}{C_b}$ – коэффициент Био,

C_f, C_b, C_s – сжимаемость флюида, скелета породы и зерен твердой фазы, соответственно, k, ϕ – проницаемость и пористость породы, соответственно, $\varepsilon_{vol} = \nabla \cdot u$ – объемная деформация скелета породы, μ, ρ_f – коэффициент динамической вязкости флюида и плотность флюида, соответственно. Система уравнений {(1), (2)} дополняется начальными и граничными условиями, зависящими от решаемой задачи.

Для нахождения приближенного решения системы уравнений методом конечных элементов необходимо получить вариационную формулировку задачи. Для этого умножим уравнения (1) и (2), соответственно, на весовые функции v и q, а затем проинтегрируем полученные выражения. Опустив промежуточные преобразования, получим:

$$\int_\Omega (Sv)^T \sigma^{eff}\, d\Omega - \int_\Omega (Sv)^T \alpha p I\, d\Omega + \int_\Omega v^T \bar{F}\, d\Omega = \int_\Gamma v^T (n \cdot \sigma)\, d\Gamma, \quad (3)$$

$$\int_\Omega \left((\alpha - \varphi)c_s + \varphi c_f\right)\frac{\partial p}{\partial t} q\, d\Omega + \int_\Omega \nabla q \frac{k}{\mu}\nabla p\, d\Omega + \int_\Omega \alpha \frac{\partial \varepsilon_{vol}}{\partial t} q\, d\Omega = \int_\Omega fq\, d\Omega + \int_\Omega \nabla q \frac{k}{\mu} F_z\, d\Omega - \int_\Gamma q\left(-\frac{k}{\mu}\cdot\nabla p\right)\cdot n_1\, d\Gamma, \quad (4)$$

Для аппроксимации функций давления флюида p и перемещения скелета u выбираются, соответственно, системы базисных функций N_p и N_u, с помощью которых строится приближенное решение:

$$u(x,t) \approx \sum_{i=1}^{n_u} N_{u,i}(x)u_i(t),$$

$$p(x,t) \approx \sum_{j=1}^{n_p} N_{p,j}(x)p_j(t),$$

где u_i и p_j – узловые значения искомых функций. Более детальное описание вопросов численного решения уравнений (1), (2) может быть найдено в работе [4].

Результаты численных экспериментов на макроуровне

Для количественной оценки деформационных изменений ФЕС в окрестности сква-

Параметр	Символ	Значение	
		Задача 1	Задача 2
Модуль упругости	E	5 ГПА	5; 10; 15 ГПА
Коэффициент Пуассона	ν	0,12	0,12; 0,20; 0,30
Коэффициент Био	α	1,0	0,6; 0,8; 1,0
Коэффициент пористости	ϕ	0,10	0,05; 0,10;
Проницаемость	k	450 мД	450 мД
Вязкость флюида	μ	1 мПа· с	1 мПа· с
Коэффициент сжимаемости флюида	C_f	1 $(ГПа)^{-1}$	1 $(ГПа)^{-1}$
Давление в скважине	P_c	20 МПа	15; 20; 23; 25 МПа

Таблица 1.
Физические параметры расчетных моделей

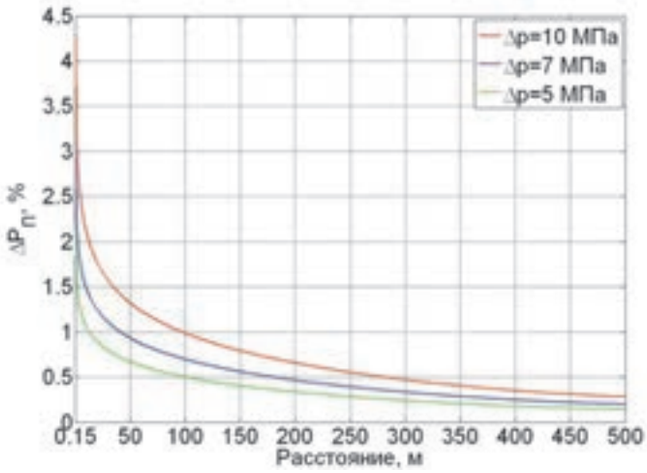
жины рассмотрим задачу отбора нефти из терригенного коллектора межзернового типа с одного из нефтяных месторождений Западной Сибири.

Начальное пластовое давление принимаем равным 30 МПа. Считается, что давление на контуре питания поддерживается постоянным и равным пластовому. При проведении вычислительных экспериментов изучается влияние физических параметров, входящих в уравнения (1), (2) в качестве коэффициентов, на ФЕС околоскважинного пространства и величину дебита скважины.

Сначала рассмотрим влияние величины депрессии ΔP на величину параметра пористости $P_П$ (параметра удельного электрического сопротивления). Значения физических параметров для данного случая приведены в ***табл. 1*** в столбце «Задача 1». При этом вычислительный алгоритм организован следующим образам. Одним из выходных параметров численного моделирования является пространственное распределение пористости, которое в дальнейшем используется при расчете параметра удельного электрического сопротивления по формуле вида $P_П = \alpha_m/\phi^m$. На ***рис. 2*** показано распределение приращений параметра пористости в окрестности скважины при различных депрессиях на пласт через 30 суток после начала отбора флюида. На графике видно, что с увеличением депрессии на пласт наблюдается увеличение значений параметра пористости. Так, увеличение депрессии с 5 до 10 МПа приводит к соответствующему увеличению параметра пористости на 2% относительных. Стоит отметить, что в работе [4] деформационное снижение коэффициента пористости в аналогичном вычислительном эксперименте составляло 1% от начальной величины. Как и следовало ожидать, снижение пластового давления приводит к возрастанию эффективных напряжений, действующих на скелет породы, что, в свою очередь, приводит к деформационному уменьшению пористости и соответствующему росту параметра пористости. В связи с этим можно сделать вывод, что полученные результаты численного моделирования полностью согласуются с физическим пониманием этих процессов. Необходимо также отметить, что указанный диапазон изменения параметра пористости не противоречит данным, представленным в работе [3].

Далее рассмотрим, насколько существенное влияние на дебит скважин оказывают деформационные изменения ФЕС. При этом полученные в результате численного модели-

Рис. 1.
Распределение приращений параметра пористости в окрестности добывающей скважины при различных депрессиях ΔP через 30 суток после начала отбора флюида



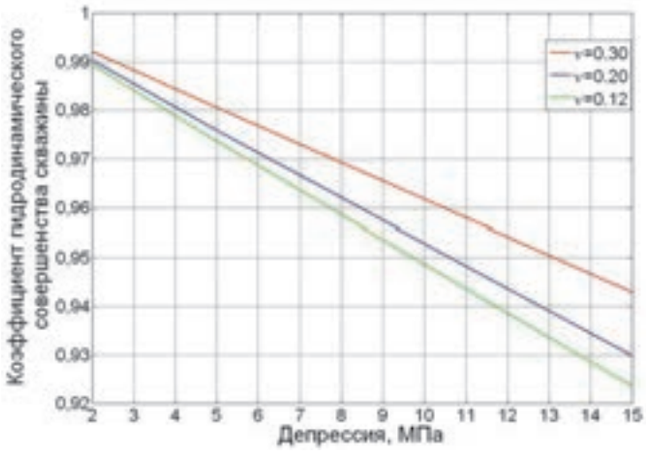
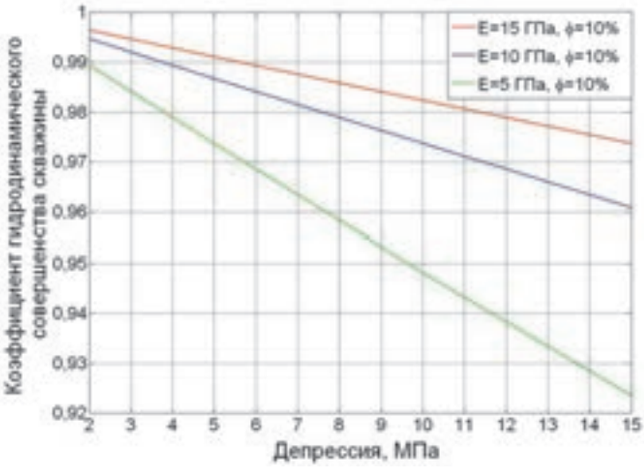


Рис. 2.
Значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины при различных величинах депрессии и коэффициента Пуассона

рования значения дебитов сравнивались с точными значениями, расчет которых основан на аналитическом решении задачи плоскорадиальной фильтрации однофазного флюида [2]. Значения физических параметров приведены в ***табл. 1*** в столбце «Задача 2».

На ***рис. 2–5*** представлены распределения коэффициентов гидродинамического совершенства скважины при различных величинах депрессии, модуля упругости породы и коэффициента Пуассона. В породах, обладающих более высокими механическими свойствами, деформационные изменения менее существенны, нежели в слабо-консолидированных породах с низкими механическими свойствами. Так, вариация коэффициента Пуассона ν от 0,12 до 0,30 при депрессии ΔP = 15 *МПа* приводит к повышению коэффициента гидродинамического совершенства скважины приблизительно на 2% (***рис. 3***). В то же время повышение модуля упругости с 5 до 15 ГПа сопровождается положительным приращением коэффициента гидродинамического совершенства скважины, составляющим величину 5% (***рис. 4***). Другой немаловажный и заслуживающий внимания факт – начальное значение пористости также оказывает влияние на дебит скважины (***рис. 5***). Так, снижение начального значения пористости с 10 до 5% при депрессии ΔP = 15 *МПа* с учетом равенства механических свойств пород с различной пористостью увеличивает интервал вариации коэффициента гидродинамического совершенства скважины с 5 до 10%, что эквивалентно увеличению значения скин-фактора с 0,7 до 1,5. Важно отметить, что при расчете скин-фактора было принято предположение, согласно которому снижение дебита было вызвано исключительно изменением напряженно-деформированного состояния породы. Отсюда можно сделать вывод, что чем меньшей начальной пористостью обладают породы, тем большее влияние механические свойства оказывают на величину дебита скважины.

Рис. 3.
Значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины при различных величинах депрессии, модуля упругости и пористости породы



Далее уделим внимание влиянию сжимаемости зерен породы на дебит добывающей скважины. В математической модели учет сжимаемости осуществляется путем введения коэффициента Био, который, как это часто делают в расчетах, принимается равным единице. В связи с этим следует выяснить, насколько данное допущение является справедливым.

На ***рис. 5*** представлены распределения коэффициентов гидродинамического совершенства скважины в окрестности скважины при различных значениях коэффициента Био. Как можно заметить, увеличение значения коэффициента Био сопровождается снижением ФЕС и сопутствующим уменьшением дебита. На основе приведенных результатов можно сделать вывод, что при значительных депрессиях принятие допущения о несжимаемости зерен твердой фазы, при котором коэффициент Био принимается равным единице, может привести к переоценке деформационных изменений, искажению моделируемых процессов и привнести погрешность при определении ФЕС.

Физическое моделирование изменения на микроуровне фильтрационно-емкостной системы при бурении

Авторами был проведен эксперимент по физическому моделированию процесса буре-

ния для изучения изменений, происходящих в фильтрационно-емкостной системе прискважинной зоны.

Исследованию подвергался образец песчаника, характеризующий продуктивный интервал и ранее выступавший в качестве объекта численного моделирования в предыдущем разделе статьи. Для наглядности и полноты информации об объекте моделирования ниже приводятся результаты рентгеновской компьютерной томографии образца, отобранного из продуктивного интервала с глубины 3000 м. Коллектор представляет собой песчаник мелкозернистый, кварцевый (***рис. 6а***), зерна которого хорошо отсортированы и имеют полуугловатую, полуокатанную форму (***рис. 6в***).

Процесс разбуривания образца проходил в два этапа: ступенчато с разными диаметрами бура. В левой части ***рис. 7*** представлен срез образца до разбуривания, а исходные параметры фильтрационно-емкостной системы можно увидеть на ***рис. 9*** (пористость – 10,6%, диаметр пустот – до 105 мкм).

Результат воздействия на образец буровым инструментом показан на ***рис. 7 и 8***, на которых можно отметить изменение его фильтрационно-емкостной системы в виде образования трещин с сопутствующим увеличением пористости околоскважинной зоны до 14,2% и диаметра пустот до 585 мкм. Таким образом, воздействие бура привело к повышению пористости околоскважинной области на 3,6%, из которых 2,04% приходится на матрицу и 1,56% – на трещину.

На основании полученных результатов можно сделать следующие выводы. Во-первых, данный участок коллектора устойчив и подвержен образованию техногенных трещин, что, как следствие, может привести к поглощению бурового раствора. Во-вторых, увеличение пористости матрицы и диаметров пор в ней будет сопровождаться формированием корки твердой фазы промывочной жидкости при длительной промывке скважины в процессе ее строительства, что может стать причиной подклинок бурильного инструмента.

Таким образом, все указанное выше свидетельствует о том, что отбор кернового материала с последующим проведением подобных исследований по физическому моделированию процесса бурения может позволить избежать осложнений при бурении и сократить расходы на их устранение.

Выводы

1. На основе результатов вычислительных экспериментов приведены количественные оценки снижения дебита нефтяных добывающих скважин в результате деформационных изменений ФЕС околоскважинного пространства. Установлено, что наибольшее влияние на величину дебита оказывает начальное значение пористости и модуля упругости породы, тогда как значения коэффициентов Пуассона и Био в меньшей степени влияют на величину дебита. Тем не менее, вариация упомянутых коэффициентов вносит ощутимую поправку в значение дебита, в связи с чем их значения должны быть использованы при поведении расчетов. Выявлено, что наибольшее снижение дебита будет происходить в низкопористых пластах, обладающих низкими механическими свойствами. Установлено, что в практических расчетах учет

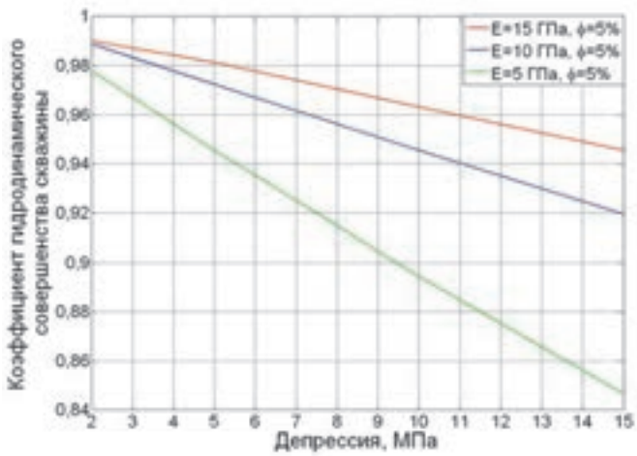
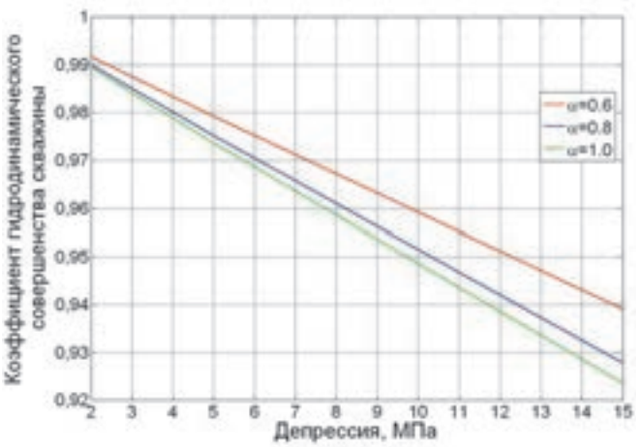


Рис. 4.
Значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины при различных величинах депрессии, модуля упругости и пористости породы

Рис. 5.
Значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины при различных величинах депрессии и коэффициента Био



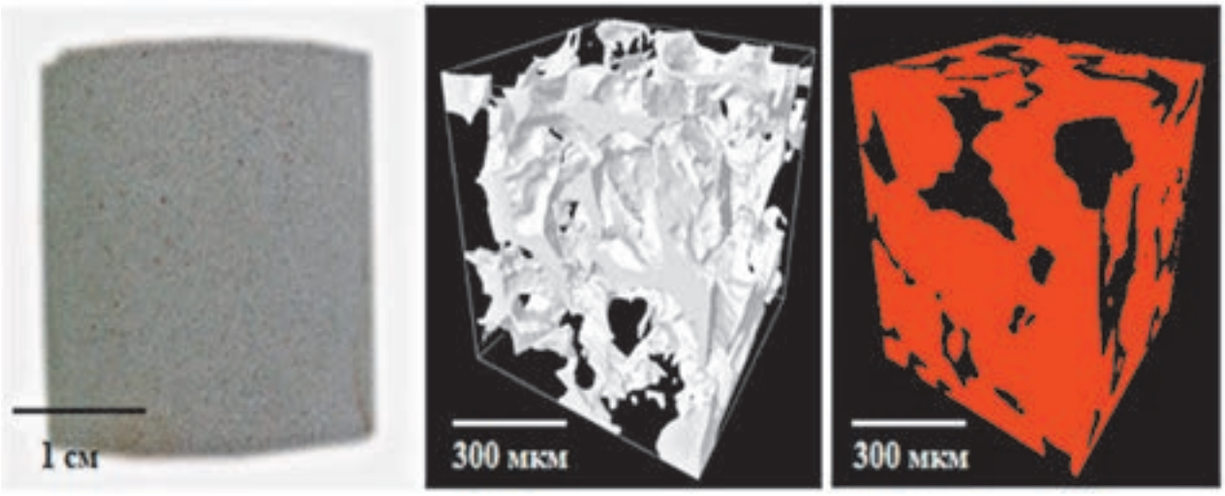


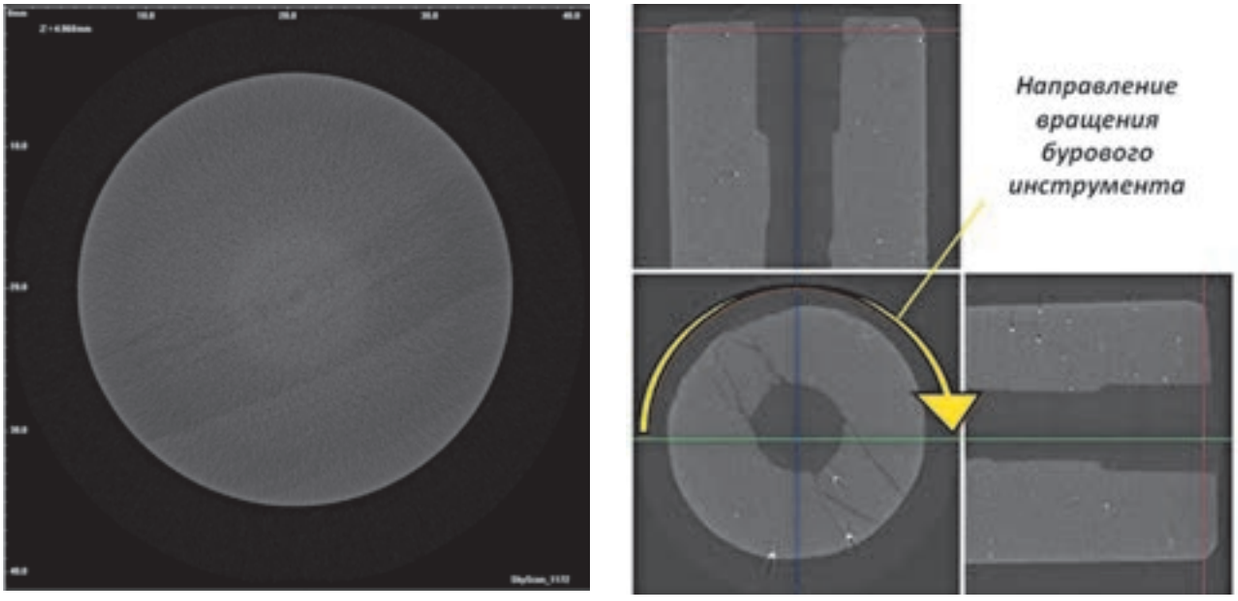
Рис. 6.
Результаты компьютерной томографии образца: а – внешний вид песчаника; б – структура его фильтрационно-емкостного пространства (белый цвет); в – объемная модель скелета породы (красный цвет) в 3D

влияния деформационных изменений ФЕС на дебит скважины является целесообразным во всех случаях, за исключением тех, при которых интервал сложен породами с высокими механическими свойствами, в частности, при добыче метана из угольных пластов.

2. По данным физического моделирования ступенчатого бурения установлено образование техногенного изменения в пласте-коллекторе зон с измененными ФЕС. При длительной промывке скважины в процессе ее строительства в указанной зоне техногенных изменений формируется корка твердой фазы промывочной жидкости. Это может стать причиной подклинок бурильного инструмента.

3. Разработанная программа, реализующая решение задач пороупругости методом конечных элементов, позволяет описывать взаимосвязанные фильтрационные и деформационные процессы и оценивать изменения коэффициента пористости, параметра пористости и коэффициента проницаемости в окрестности скважины. Показано, что диапазон изменения параметров является значительным, что, в свою очередь, может отрицательно влиять на дебит скважины и величину коэффициента извлечения нефти (КИН). Представленный в статье

Рис. 7.
Модель околоскважинного пространства до и после разбуривания в системе 2D в рентгеновском излучении



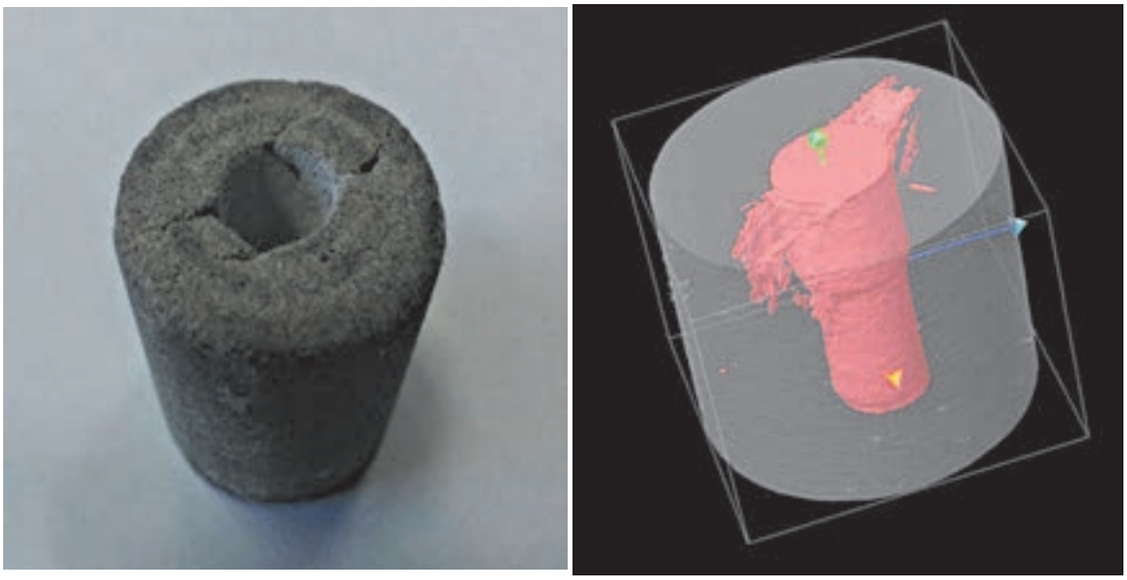
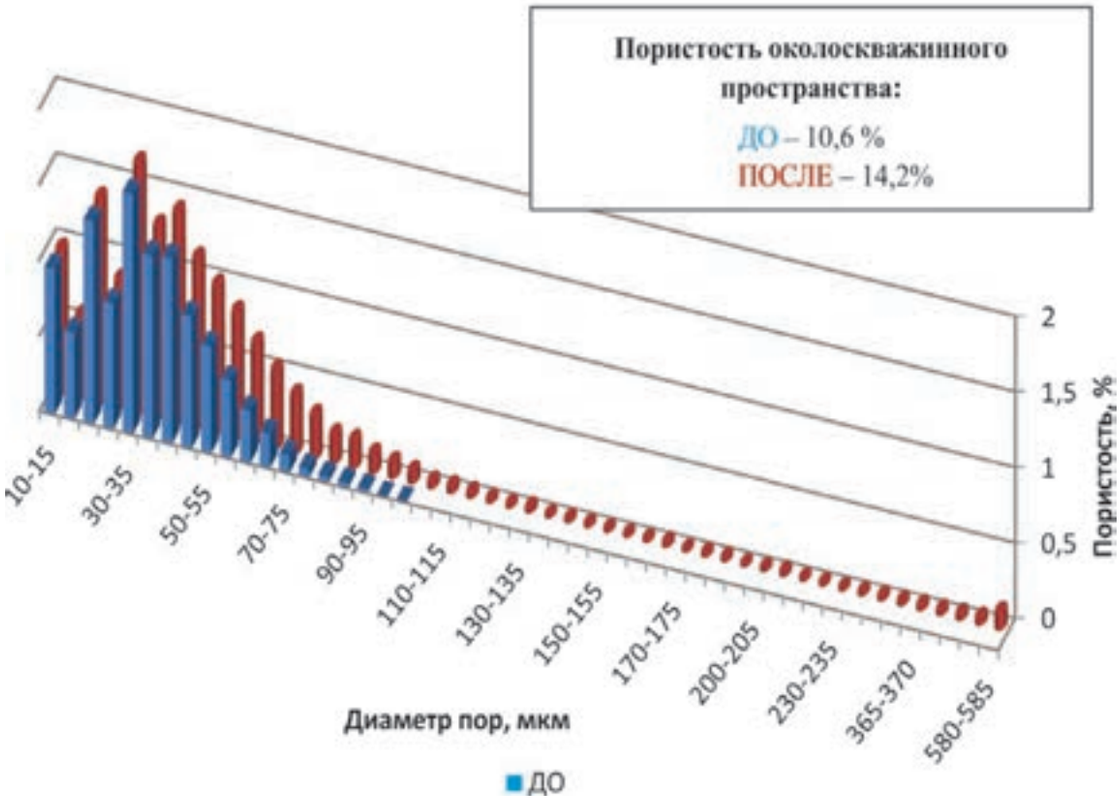


Рис. 8.
Внешний вид образца после разбуривания (а) и модель околоскважинного пространства с образованием трещин в системе 3D (б)

подход носит универсальный характер и позволяет корректным образом приводить количественные оценки снижения дебита добывающей скважины, обусловленного деформационными изменения ФЕС прискважинной зоны. С учетом этого, полученные в работе результаты могут быть использованы для оптимизации процесса разработки месторождений.

Рис. 9.
Распределение фильтрационно-емкостного пространства в образце песчаника до и после разбуривания



Литература

1. Баклашов И.В., Картозия Б.А., Шашенко А.Н., Борисов В.Н. Геомеханика. В 2 т. М.: Издательство МГГУ. 2004. Т. 2. Геомеханические процессы. 249 с.
2. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. М. Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2005. 544 с.
3. Добрынин В.М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. М.: Недра. 1965. 162 с.
4. Мельничук Д.А. Моделирование деформационных изменений в окрестности нефтяной скважины //Каротажник. Тверь: Изд. АИС. 2015. Вып. 9 (255). С. 79–89
5. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика. М.: Недра. 1996. 447 с.
6. Стрельченко В.В., Абросимов А.А. , Мельничук Д.А. Информативность разноуровневого изучения процесса развития трещиноватости в коллекторах нефти и газа //Газовая промышленность. 2015. № 1. С. 42–45.
7. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. М.: Недра. 2008. 551 с.
8. Формалев В.Ф., Ревизников Д.Л. Численные методы. М.: Физматлит. 2004. 400 с.
9. Jaeger J.C., Cook N.G.W., Zimmerman R.W. Fundamentals of rock mechanics. 2009.
10. Zienkiewicz O.C., Taylor L.R., Zhu J.Z. The Finite Element Method. Its Basis and Fundamentals. Elsevier Butterworth-Heinemann, 2005.

UDC 539.3;622.276; 622.24

Geomechanical changes modeling of reservoir properties in the oil well vicinity

V.V. Strelchenko, doctor of technical science, professor, department of Geophysical information systems at Gubkin Russian state university of oil and gas, Strelvv@gmail.com
D.A. Melnichuk, postgraduate student department of Geophysical information systems at Gubkin Russian state university of oil and gas, Avasmd@yandex.ru
A.A. Abrosimov, postgraduate student department of Geophysical information systems at Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Andreich.gis@gmail.com

1. Gubkin Russian State Oil and Gas Ubiversity, RGUNG, 65, Leninsky Ave., Moskow, 119991, Russia.

Abstract. The article is devoted to mathematical modeling of the stress–strain state of saturated porous medium using the finite element method. The results of computational experiments for the study of the deformation changes of reservoir properties in the oil well vicinity are provided. Quantitative estimations of decreasing of well production rate caused by deformation changes of reservoir properties while falling reservoir pressure in the oil well vicinity and changes in reservoir system caused by the mechanical action of the bit are provided. Obtained results can be used for oil and coal fields

Keywords: filtration process; poroelasticity; numerical simulation; porosity; permeability; production rate; coal bed methane (CBM); coal fields

References

1. Baklashov I.V., Kartoziia B.A., Shashenko A.N., Borisov V.N. *Geomekhanika* [Geomechanics]. In two vol. Moscow, MGGU Publ., 2004, vol. 2, *Geomekhanicheskie protsessy* [Geomechanical processes], 249 p.
2. Basniev K.S., Dmitriev N.M., Rozenberg G.D. *Neftegazovaia gidromekhanika* [Oil and Fluid Mechanics]. Moscow-Izhevsk: Institut komp'iuternykh issledovanii Publ., 2005, 544 p.
3. Dobrynin V.M. *Fizicheskie svoistva neftegazovykh kollektorov v glubokikh skvazhinakh* [Physical properties of oil reservoirs in deep boreholes]. Moscow, Nedra Publ., 1965, 162 p.
4. Mel'nichuk D.A. Modelirovanie deformatsionnykh izmenenii v okrestnosti neftianoi skvazhiny []. *Karotazhnik*, Tver', AIS Publ., 2015, no. 9 (255), pp. 79–89.
5. Nikolaevskii V.N. *Geomekhanika i fliuidodinamika* [Geomechanics and fluid dynamics]. Moscow, Nedra Publ., 1996, 447 p.
6. Strel'chenko V.V., Abrosimov A.A. , Mel'nichuk D.A. Informativnost' raznourovnevogo izucheniia protsessa razvitiia treshchinovatosti v kollektorakh nefti i gaza [Informative tiered study the development process of fracturing in oil and gas reservoirs]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2015, no. 1, pp. 42–45.
7. Strel'chenko V.V. *Geofizicheskie issledovaniia skvazhin* [Well logging]. Moscow, Nedra Publ., 2008, 551 p.
8. Formalev V.F., Reviznikov D.L. *Chislennye metody* [Numerical methods]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2004, 400 p.
9. Jaeger J.C., Cook N.G.W., Zimmerman R.W. Fundamentals of rock mechanics. 2009.
10. Zienkiewicz O.C., Taylor L.R., Zhu J.Z. The Finite Element Method. Its Basis and Fundamentals. Elsevier Butterworth-Heinemann, 2005.