

УДК 622.02:531+622.83

ВЛИЯНИЕ ДЕФОРМАЦИЙ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА В ПРОЦЕССЕ СНИЖЕНИЯ ЗАБОЙНОГО И ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ИЗМЕНЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ И ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ

Попов Сергей Николаевич¹,
popov@ipng.ru

Чернышов Сергей Евгеньевич²,
nirgnf@bk.ru

Гладких Евгений Александрович²,
gladkih.ea@mail.ru

¹ Институт проблем нефти и газа Российской академии наук,
Россия, 119333, г. Москва, ул. Губкина, 3.

² Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью учета эффектов деформаций терригенных пород-коллекторов и изменения проницаемости пласта при прогнозе продуктивности нефтяных скважин в условиях варьирующихся значений пластового и забойного давлений.

Цель: на основе лабораторных экспериментов выявить закономерности изменения проницаемости образцов ядра терригенного коллектора при изменении пластового и забойного давлений и оценить степень влияния данных эффектов на продуктивность нефтяной скважины.

Объекты: терригенные породы-коллекторы нефтяных месторождений, расположенные на юге Пермского края.

Методы: лабораторные исследования по определению проницаемости образцов ядра на фильтрационной установке при различных величинах порового давления и давления обжима образцов; численное моделирование околоскважинной зоны методом конечных элементов с использованием основных соотношений теории пороупругости Био для определения величины эффективных напряжений и оценки их влияния на проницаемость пород-коллекторов и продуктивность нефтяной скважины.

Результаты. Получены аналитические зависимости, описывающие изменение проницаемости при снижении и восстановлении пластового (забойного) давления, которые показали снижение проницаемости образцов ядра на 20,6 % при предельном снижении порового давления с 14,5 до 5 МПа. При восстановлении давления до первоначальной величины проницаемость восстанавливается только до 84,5 % от исходного значения, что говорит о существенной роли необратимых пластических деформаций породы. Результаты численного моделирования распределения эффективных напряжений в околоскважинной зоне показали, что при создании максимальной депрессии 9,5 МПа коэффициент продуктивности уменьшается на 10 %. Если уменьшить депрессию и восстановить забойное давление, то коэффициент продуктивности восстановится до 92 % от первоначального, что опять же говорит о негативной роли пластических деформаций породы-коллектора. Если пластовое давление снижается до 8,5 МПа, то величина снижения коэффициента продуктивности составит 13 % по сравнению с максимальным значением.

Ключевые слова:

терригенный коллектор, проницаемость, образец ядра, пластовое давление, забойное давление, эффективное напряжение, скважина, коэффициент продуктивности.

Введение

При разработке месторождений нефти и газа как в процессе бурения и заканчивания скважин [1–4], так и при освоении продуктивных пластов [1, 2, 5, 6] может происходить трансформация природных свойств пластов-коллекторов. Одним из таких факторов является увеличение эффективных напряжений вследствие снижения забойного и пластового давлений. Подобные эффекты могут привести к деформациям пород-коллекторов и, как следствие, к уменьшению пористости и проницаемости продуктивного пласта [7–12]. Зачастую терригенные коллекторы более подвержены изменению фильтрационно-емкостных свойств за счет худших упруго-прочностных свойств по сравнению с карбонатными породами. В таком случае снижение проницаемости в продуктивной залежи может достигать десятков процентов [11, 12] по сравнению с первоначальным значением при исход-

ном значении пластового давления. Как следствие снижения проницаемости будет происходить уменьшение продуктивности добывающих скважин. Если пластовое давление снизилось во всей залежи, то даже при пуске новых скважин их первоначальные дебиты будут гораздо ниже дебитов скважин, ввод в эксплуатацию которых происходил при исходном пластовом давлении. Подобные эффекты снижения проницаемости проявляются для коллектора порового [11–14] и трещинного типов, при этом для трещиноватого коллектора такие эффекты могут быть еще более негативными за счет большей интенсивности снижения проницаемости систем трещин при малейшем уменьшении давления флюида [8, 15, 16].

На данный момент существует множество научных исследований, посвященных лабораторным экспериментам, изучающим вариации фильтрационно-емкостных свойств пласта при воздействии различ-

ной величины эффективных напряжений, имитирующих изменение порового давления [7, 13, 15]. В то же время следует отметить, что в большинстве таких работ не учитывается длительное влияние вязкопластических деформаций на изменение пористости и проницаемости. Подобные эффекты проявляются при длительном воздействии постоянной величины повышенных эффективных напряжений [11, 12, 14], и они особенно характерны для терригенных коллекторов. В связи с этим в рамках данной работы были проведены экспериментальные исследования на образцах керна, отобранных из терригенного продуктивного пласта одного из месторождений юга Пермского края. Исследования проводились при трех циклах длительной выдержки образцов в течение 11,5 часов при постоянной величине расчетных значений эффективных напряжений. Общая длительность каждого эксперимента составила 39 часов.

На основе результатов экспериментов были получены аналитические зависимости, описывающие изменение проницаемости породы-коллектора с учетом меняющихся значений эффективных напряжений при снижении и восстановлении пластового или забойного давлений. Полученные соотношения использовались в дальнейшем при численном моделировании напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны в программном комплексе ANSYS, в котором реализована пороупругая модель Био. В результате численных расчетов получены закономерности изменения проницаемости и продуктивности скважины при различной величине депрессии на пласт и пластового давления. Показана негативная роль вязкопластических деформаций породы-коллектора при увеличении эффективных напряжений.

Подготовка образцов керна и разработка программы исследования

Для изучения длительного воздействия эффективных напряжений, вызванных снижением пластового или забойного давлений, на изменение проницаемости были отобраны образцы керна из терригенного продуктивного объекта одного из нефтяных месторождений юга Пермского края (рис. 1). Средняя глубина исследуемого пласта – 1489 м, начальное пластовое давление в залежи – 14,5 МПа, давление насыщения нефти газом – 8,5 МПа.

Образцы длиной и диаметром 3 см выбуривались из исходного керна, затем они были экстрагированы и высушены (рис. 1). Для всех образцов определялась проницаемость по газу для условий минимального эффективного напряжения 0,5 МПа. Данные исследования проводились на установке ПИК-ПП. На основе данных исследований было установлено, что средняя пористость образцов равна 22,4 %, средняя проницаемость – 656 мД. Из полученной подборки образцов для дальнейших длительных исследований были отобраны несколько образцов с максимальной проницаемостью, не имеющих трещин и состоящие преимущественно из песчаника (без примеси глин). Образцы насыщались остаточной водой, соответствующей по составу пластовой воде,

чтобы исключить изменение их природных свойств под воздействием химических реакций и эффекта Ребиндера, затем образцы насыщались керосином.



Рис. 1. Фотография исходного керна и образцов керна, подготовленных для испытаний

Fig. 1. Picture of the original core material and the core samples prepared for testing

Длительные исследования проводились на установке УИК-5ВГ, позволяющей измерять проницаемость образцов при фильтрации жидкости. В экспериментах варьировались значения порового давления (давления жидкости) и давления обжима таким образом, чтобы эффективные напряжения, действующие на образец, соответствовали некоторым характерным условиям эксплуатации залежи:

- 1) начальные пластовые условия (эффективное напряжение 14,2 МПа);
- 2) снижение порового давления на 3 МПа – с 14,5 до 11,5 МПа (эффективное напряжение 17,2 МПа);
- 3) максимальное снижение порового давления на 9,5 до 5 МПа (эффективное напряжение 23,7 МПа).

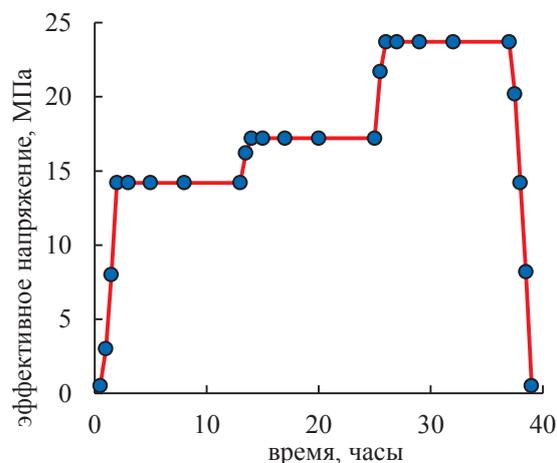


Рис. 2. Изменение эффективных напряжений в образце в процессе экспериментов (программа исследований)

Fig. 2. Change in effective stresses in the sample during the experiments (research program)

На рис. 2 приведен график изменения эффективных напряжений (программа исследований) в соответствии с вышеприведенными условиями. Из данного графика видно, что общее время проведения каждого эксперимента составило 39 часов. Также следует обратить внимание, что в программе исследований заложено три цикла выдержки образцов при постоянном повышенном эффективном напряжении. Такие условия проведения эксперимента требовались для выявления степени влияния не только упругих, но и вязкопластических деформаций породы на проницаемость образцов керна. Каждый цикл выдержки составлял 11,5 часов, в течение которых производилось пять измерений проницаемости, при этом время выдержки внутри каждого цикла увеличивалось с 0,5 до 5 часов, т. к. вязкопластические деформации затухают с течением времени.

Результаты длительных исследований образцов керна и определение закономерности изменения проницаемости от эффективных напряжений

В силу длительности экспериментов исследования были проведены для трех образцов керна. На рис. 3 для примера представлены характерные результаты

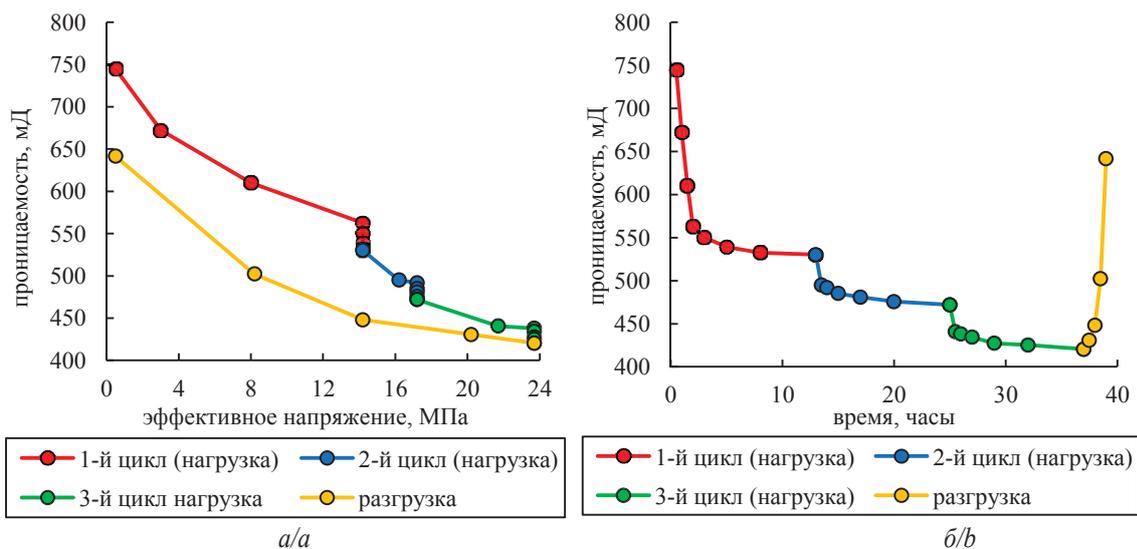


Рис. 3. Изменение проницаемости образца керна в процессе эксперимента в зависимости от эффективных напряжений (а) и времени (б)

Fig. 3. Change in the core sample permeability during the experiment depending on the effective stress (a) and time (b)

Результаты эксперимента показали, что при восстановлении эффективных напряжений до первоначальной величины 0,5 МПа характеристика проницаемости образца не восстановилась до своего первоначального значения 745 мД, а лишь до 642 мД, или до 86,2 %, т. е. суммарное снижение проницаемости за счет вязкопластических деформаций составило 13,8 %.

На основе полученных закономерностей изменения проницаемости были определены аппроксимирующие функции изменения данной характеристики от эффективных напряжений (рис. 4).

Функции подбирались для интервала изменения эффективных напряжений от 14,2 МПа (начальные

эксперимента для одного из испытанных образцов. На данном рисунке показано изменение проницаемости в зависимости от эффективных напряжений и времени проведения эксперимента. Как видно из рис. 3, при росте эффективных напряжений до 14,2 МПа (начальные пластовые условия) происходит существенное снижение проницаемости: с 745 до 563 мД, или на 24,4 %. Затем при постоянной выдержке образца при таком же значении эффективных напряжений, происходит дальнейшее уменьшение проницаемости с 563 до 530 мД, или на 5,9 %. Подобный эффект снижения проницаемости связан с влиянием вязкопластических деформаций породы.

После увеличения эффективных напряжений (до 17,2 МПа во втором цикле и до 23,7 МПа в третьем) и выдержке при их постоянной величине проницаемость также продолжает снижаться (рис. 3). Как видно из рис. 3, при постоянной величине напряжений изменение проницаемости имеет затухающий характер, что говорит о том, что вязкопластические деформации породы стремятся к предельному значению при соответствующих значениях эффективных напряжений.

пластовые условия) до эффективных напряжений 23,7 МПа (предельное снижение порового давления до 5 МПа), при этом значение проницаемости бралось из конечной точки выдержки, чтобы учесть вязкопластические деформации, а затем нормировалось к предельной величине в первом цикле выдержки (530,1 мД). Помимо ветви нагрузки при увеличении эффективных напряжений и снижении проницаемости (что соответствовало уменьшению пластового или забойного давления), аппроксимирующая функция также подбиралась для ветви уменьшения эффективных напряжений (восстановление пластового или забойного давления).

На рис. 4 синими кружками представлены осредненные относительные значения проницаемости по всем трем испытанным образцам, которые определены по последним точкам в каждом цикле выдержки образцов при постоянном эффективном напряжении. Если соотнести снижение проницаемости от начальных условий до условий снижения пластового давления до 5 МПа, то получим, что среднее снижение проницаемости составило 20,6 %, что является весьма существенным. Подобные эффекты должны учитываться при прогнозе изменения продуктивности скважины на различных режимах ее работы и при снижении давления в залежи.

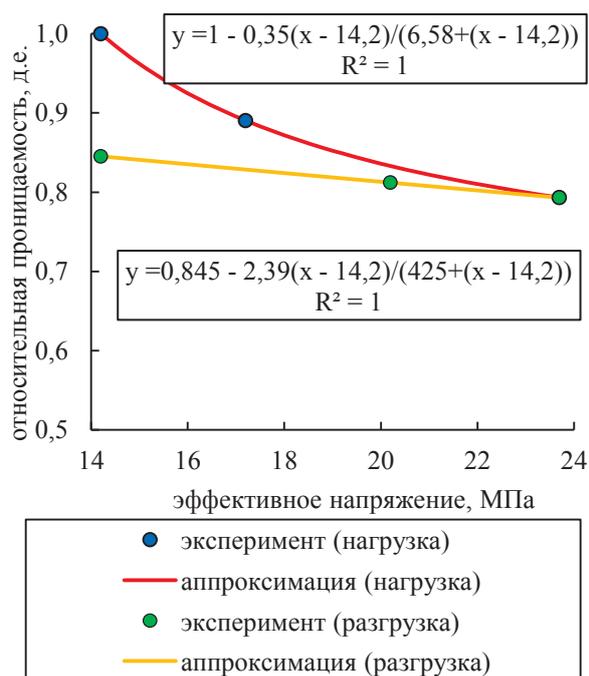


Рис. 4. Аппроксимация среднего изменения относительной проницаемости, определенного на основе экспериментов для интервала реальных пластовых и забойных давлений

Fig. 4. Approximation of the average change in relative permeability determined on the basis of experiments for the real reservoir and bottomhole pressures range

При обработке результатов подобных экспериментов исследователи используют различные аппроксимирующие функции [17, 18]. Часто применяется подход, когда сначала подбирается функция изменения величины пористости образцов от напряжений, а затем, по полученной ранее в экспериментах зависимости проницаемости от пористости, уже определяют закономерность изменения проницаемости [1, 2, 20, 22].

В научной публикации [12] приведена зависимость, которая достаточно точно отражает закономерность изменения относительной (нормированной) проницаемости при увеличении эффективных напряжений: интенсивное ее снижение при начальном росте напряжений и дальнейшее выполаживание графика при росте нагрузки (снижении давления флюида):

$$k_{rel} = 1 - \frac{a(\sigma_{av}^{eff} - \sigma_0^{eff})}{b + (\sigma_{av}^{eff} - \sigma_0^{eff})}$$

где k_{rel} – относительная (нормированная) проницаемость, д. е.; a – эмпирический коэффициент, д. е.; b – эмпирический коэффициент, (МПа); σ_{av}^{eff} – среднее эффективное напряжение в пласте (МПа); σ_0^{eff} – среднее эффективное напряжение в образце, соответствующее начальным пластовым условиям (МПа).

Окончательные выражения для аналитических функций, полученных после статистической обработки образцов, представлены на рис. 4. Данные зависимости использовались при прогнозе изменения проницаемости и продуктивности скважин на основе численного моделирования эффективных напряжений в околоскважинной зоне при изменении пластового и забойного давлений.

Численное моделирование напряженного состояния околоскважинной зоны и определение продуктивности скважины с учетом изменения проницаемости от эффективных напряжений в условиях снижения пластового и забойного давлений

В настоящее время для расчета распределения эффективных напряжений, как в околоскважинной зоне пласта, так и на месторождении в целом, применяют численные методы, основанные на соотношениях теории пороупругости Био [1, 2]. Такие методы учитывают распределение напряжений в скелете породы и распределение порового давления флюида в залежи. В данной публикации для прогноза вариаций эффективных напряжений вблизи скважины применялся численный метод конечных элементов, реализованный в программном продукте ANSYS с учетом соотношений пороупругости. В ряде публикаций, как отечественных, так и зарубежных специалистов, показано, что данный программный комплекс хорошо зарекомендовал себя при решении задач подобного рода, связанных с разработкой месторождений углеводородного сырья [4, 7, 22]. Подробное описание соотношений пороупругости Био и их численная реализация описаны в публикациях [23–25].

Значения основных характеристик, использованных в расчетах приведены в таблице, численная расчетная осесимметричная конечно-элементная схема околоскважинной зоны показана на рис. 5. Используемые параметры, приведенные в таблице, были определены на основе реальных экспериментов с образцами керна и промысловых исследований рассматриваемого продуктивного объекта одного из месторождений юга Пермского края. Как видно из рис. 5, конечные элементы сгущались вблизи стенки скважины для достижения достаточной точности расчета, т. к. на данном участке происходит наиболее интенсивное изменение расчетных параметров: давления флюида, эффективных напряжений и проницаемости.

При расчетах задавались два типа граничных условий для двух моделируемых фаз (твердой (порода) и жидкой):

- 1) для флюида – давление на стенке скважины и на контуре питания;

2) для породы – нулевые перемещения на нижней и правой границе модели, напряжение на верхней границе модели и давление на стенке скважины.

Конечно-элементная расчетная схема использовалась для проведения многовариантных расчетов эффективных напряжений в околоскважинной зоне при различных величинах пластовых и забойных давлений. В результате расчетов на основе распределения эффективных напряжений и с учетом зависимостей, приведенных на рис. 4, было получено распределение проницаемости и скорость фильтрации флюида на стенке скважины, на основе которой уже и определялся ее дебит. Следует отметить, что при численном моделировании имитировался открытый ствол скважины, т. е. крепь не учитывалась.

Основные результаты расчетов представлены на рис. 6, 7, где показаны наиболее важные характеристики скважины и коллектора: распределение проницаемости в околоскважинной зоне и зависимость относительного (нормированного) коэффициента продуктивности скважины от депрессии. Следует отметить, что при определении коэффициента продуктивности учитывались соотношения, характеризующие снижение и восстановление проницаемости. Нормирование величин проницаемости и коэффициента продуктивности производилось к максимальному значению.

Из рис. 6 видно, что наиболее интенсивное снижение проницаемости происходит вблизи стенки скважины, что является следствием возникновения депрессионной воронки, уменьшения забойного давления и увеличения эффективных напряжений. Проницаемость снижается более интенсивно при увеличении депрессии на пласт. Для начального пластового давления 14,5 МПа при увеличении депрессии с 4 до 9,5 МПа максимальное снижение проницаемости (на стенке скважины) составляет от 6 до 17 % (рис. 6, а).

Таблица. Значения параметров, заданных при численном моделировании околоскважинной зоны

Table. Values of the parameters specified in the numerical simulation of the near-wellbore zone

Параметр/Parameter	Единицы измерения/Units	Значение/Value
модуль упругости/elastic module	МПа/MPa	9 400
коэффициент Пуассона/Poisson's ratio	д.е.	0,32
коэффициент Био/Bio's ratio	д.е.	0,75
давление в скважине/well pressure	МПа/MPa	5–14,5
давление на контуре питания/pressure at radial extent		14,5
вертикальное напряжение/vertical stress		32,8
радиус скважины/well radius	м/м	0,108
радиус контура питания/radial extent		250
высота модели/model height		1
начальное значение проницаемости/initial permeability value	мД/мД	530
пористость/porosity	%	22,4

При снижении пластового давления в залежи с 14,5 до 8,5 МПа происходит снижение проницаемости уже во всей околоскважинной зоне на 8 % (рис. 6, б) даже без создания депрессии на пласт. При снижении забойного давления до предельной величины 5 МПа проницаемость продолжает снижаться еще на 8,7 %.

Для более наглядного анализа влияния деформаций породы при изменении пластового и забойного давлений на работу скважины были построены графики изменения коэффициента продуктивности от депрессии (рис. 7), который определялся как дебит скважины, деленный на депрессию на пласт. В расчетах моделировался коэффициент продуктивности, как при увеличении депрессии, так и при ее уменьшении, что соответствует прямому и обратному ходу так называемых индикаторных диаграмм скважин, которые строятся при гидродинамических исследованиях на различных режимах работы (при различной депрессии).

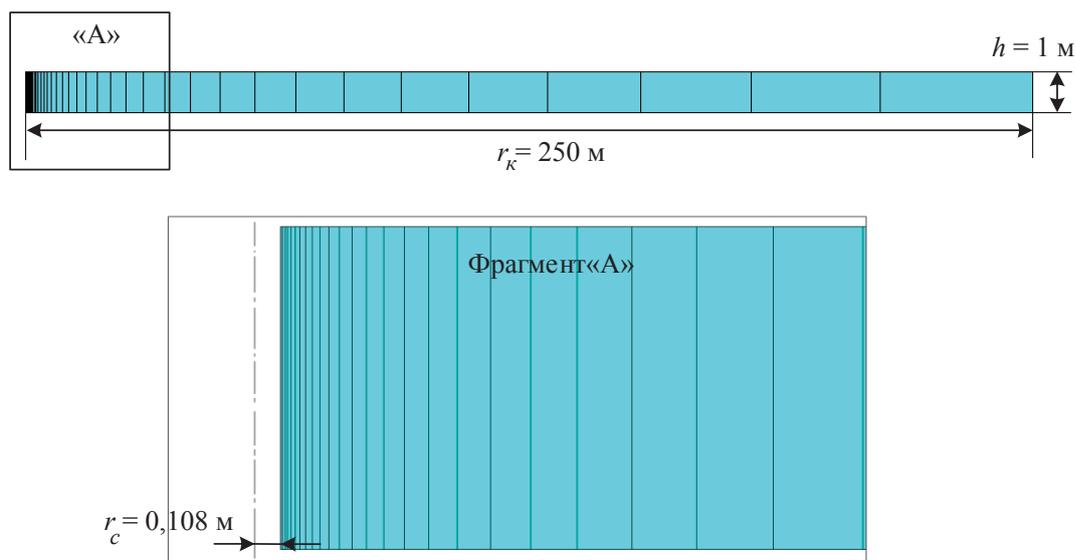


Рис. 5. Конечно-элементная схема осесимметричной численной модели околоскважинной зоны, используемой для моделирования напряженного состояния пласта вблизи скважины

Fig. 5. Finite element scheme of the near-wellbore zone axisymmetric numerical model used to simulate the stress state of the reservoir near the well

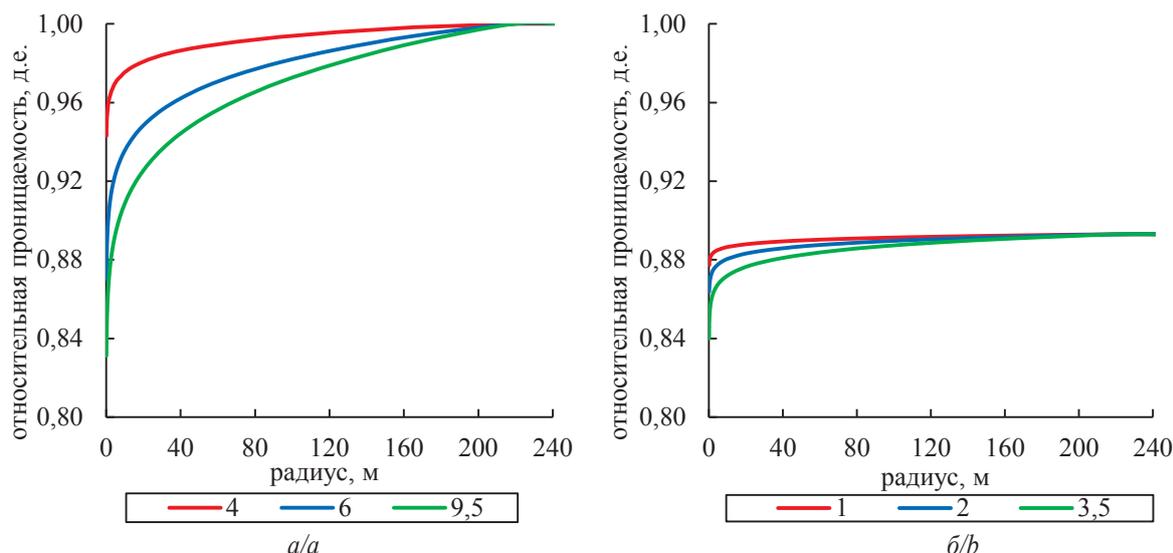


Рис. 6. Изменение относительной проницаемости пласта в зависимости от радиуса удаления от скважины при различной величине депрессии на пласт (МПа) для начального пластового давления 14,5 МПа (а) и при снижении пластового давления до 8,5 МПа (б)

Fig. 6. Change in the relative reservoir permeability depending on the distance from the well at different drawdown values (MPa) for initial reservoir pressure of 14,5 MPa (a) and with a decrease of reservoir pressure to 8,5 MPa (b)

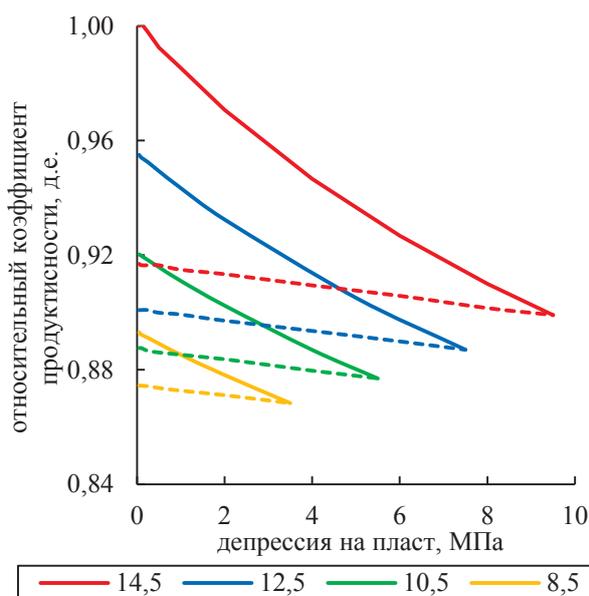


Рис. 7. Изменение относительного коэффициента продуктивности скважины в зависимости от депрессии для различной величины пластового давления (в МПа). Сплошная линия – увеличение депрессии, пунктирная – уменьшение

Fig. 7. Change in the relative well productivity depending on bottomhole pressure drawdown for different values of reservoir pressure (in MPa). Solid line – increase in bottomhole pressure drawdown, dotted line – decrease in bottomhole pressure drawdown

Из рис. 7 видно, что для условий начального пластового давления 14,5 МПа, если создается максимальная депрессия на пласт 9,5 МПа, за счет уплотнения породы-коллектора происходит снижение коэффициента продуктивности на 10 %. После снижения депрессии и восстановления забойного давления

до первоначального значения величина коэффициента продуктивности восстанавливается только до 92 %, т. е. потеря продуктивности скважины за счет создания такой депрессии и влияния вязкопластических деформаций составит 8 %, что является весьма существенной величиной.

Если давление в продуктивной залежи начнет снижаться до 12,5, 10,5 и 8,5 МПа, то даже при минимальной депрессии коэффициент продуктивности снизится на 10, 11 и 13 %, соответственно. Максимальное снижение коэффициента продуктивности соответствует максимальному моделируемому снижению давления (8,5 МПа) и максимальной депрессии 3,5 МПа и составит 13,5 %. Как и в случае с первоначальным пластовым давлением после уменьшения депрессии и восстановления забойного давления величина коэффициента продуктивности не восстанавливается до первоначального значения (рис. 7). Полученные результаты моделирования имеют существенное практическое значение, и их необходимо учитывать при проектировании разработки месторождений, а также при расчете прогнозных дебитов для различных режимов работы добывающих скважин.

Выводы

В данной публикации приведены результаты длительных экспериментальных исследований образцов керна и показано влияние вязкопластических деформаций на проницаемость терригенного коллектора на примере одного из нефтяных месторождений юга Пермского края. На основе применения экспериментального и численного методов показано влияние изменения пластового и забойного давлений на изменение проницаемости пласта и продуктивность скважины. Полученные результаты позволяют сделать следующие основные выводы:

1. Авторами была разработана специальная программа длительных исследований образцов керна с целью изучения влияния изменяющихся эффективных напряжений и вязкопластических деформаций на проницаемость при различной величине снижения пластового или забойного давлений. Особенностью программы исследований являлись три цикла выдержки образцов при постоянных эффективных напряжениях.
2. Лабораторные эксперименты показали, что проницаемость снижалась как в процессе увеличения эффективных напряжений, так и при постоянной нагрузке, что характеризует влияние не только упругих, но и вязкопластических деформаций. Исследования показали, что если поровое давление снижается с 14,5 до 5 МПа, то проницаемость уменьшится на 20,6 %, что является весьма существенным. Результаты лабораторных исследований были обработаны, и получены аналитические зависимости, описывающие изменение проницаемости как при росте эффективных напряжений (снижение пластового или забойного давлений), так и при их уменьшении (восстановления пластового или забойного давлений).
3. Полученные аналитические зависимости использовались при численном моделировании напряженного состояния околоскважинной зоны методом конечных элементов с учетом основных соотношений теории пороупругости Био. Результаты численных расчетов показали, что при начальном
4. пластовом давлении 14,5 МПа и создании максимальной депрессии на пласт происходит максимальное снижение проницаемости на стенке скважины на 17 %. Если снизить пластовое давление до 8,5 МПа, то проницаемость во всей залежи уменьшится на 8 %. Если при этом создать депрессию 3,5 МПа, то будет происходить дальнейшее уменьшение проницаемости, но уже только в околоскважинной зоне еще на 8,7 %.
5. Результаты моделирования с учетом зависимости коэффициента продуктивности от депрессии также показали существенное влияние деформаций породы на дебит скважины. Так, для начальных пластовых условий и депрессии 9,5 МПа коэффициент продуктивности снизится на 10 %. Если восстановить забойное давление до первоначального, то коэффициент продуктивности восстановится только до 92 %. Максимальное снижение коэффициента продуктивности соответствовало минимальному пластовому давлению 8,5 МПа и депрессии 3,5 МПа. В таком случае величина снижения коэффициента продуктивности составит 13 %.
6. Полученные результаты экспериментального и численного моделирования говорят о весьма существенном влиянии деформаций исследованных терригенных пород-коллекторов на проницаемость при снижении пластового и забойного давлений. Данный факт говорит о необходимости учета подобных эффектов при проектировании разработки месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zoback M. D. Reservoir geomechanics. – Cambridge, U.K.: Cambridge University press, 2007. – 505 p.
2. Petroleum related rock mechanics / E. Fjear, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen, R. Risnes. – Amsterdam: Elsevier, 2008. – 492 p.
3. Конесев В.Г., Четвертнева И.А., Тептерева Г.А. Особенности методологии выбора растворов первичного вскрытия продуктивных пластов на основе проведения фильтрационных экспериментов на керне // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 11. – С. 168–175.
4. Chernyshov S.E., Popov S.N. The influence of geomechanical factors on the oil well productivity and the bottom-hole zone permeability of reservoir exposed by slotted perforation // Processes in GeoMedia. V. III. – Cham: Springer Geology, 2021. – P. 167–182.
5. Дорфман М.Б., Сентемов А.А. Влияние фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта на эффективность кислотной обработки // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 124–130.
6. Изучение эффективности применения кислотных составов в терригенных коллекторах Пермского края, на основе экспериментальных исследований образцов керна / В. Плотников, В. Рехачев, Н. Барковский, Н. Михайлов, С. Попов // Труды Российской нефтегазовой технической конференции SPE 2018. – М., 2018. – С. 1–10.
7. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: Изд-во «Горная книга», 2019. – 552 с.
8. Дзюбло А.Д., Бороздин С.О. Новые данные комплексного исследования геомеханических и петрофизических свойств пород-коллекторов Долгинского месторождения Печорского моря // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 10. – С. 105–115.
9. Popov S.N., Kusaiko A.S. Experimental study of the effect of filtration for low-mineralized water with high temperature on changes in elastic and strength properties of reservoir rocks // Processes in GeoMedia. V. III. – Cham: Springer Geology, 2021. – P. 343–349.
10. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки горного института. – 2021. – Т. 251. – № 5. – С. 658–666.
11. Оптимизация параметров и сроков ввода системы поддержки пластового давления с учетом изменения фильтрационно-емкостных свойств пластов / О.Ю. Кашников, С.В. Гладышев, С.Н. Попов, Ю.А. Кашников // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 5. – С. 80–83.
12. Попов С.Н., Мазанов С.В., Жариков М.Г. Разработка геомеханической модели для прогноза изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов трещинно-порового типа в процессе снижения пластового давления (на примере ачимовских отложений месторождений нефти и газа Крайнего Севера) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 6. – С. 47–55.
13. Pettersen O. Compaction, permeability, and fluid flow in brent-type reservoirs under depletion and pressure blowdown // The open petroleum engineering journal. – 2010. – № 3. – P. 1–13.
14. Сонин В.П., Черемисин Н.А., Батурия Ю.Е. Влияние снижения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства пород // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 52–57.
15. Гидродинамическое моделирование разработки участка Юрубчено-Тохомского месторождения на основе геолого-геомеханической модели / Ю.А. Кашников, Д.В. Шустов, С.Ю. Якимов, Н.Б. Красильникова // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 62–67.
16. Simulation of the pressure-sensitive seepage fracture network in oil reservoirs with multi-group fractures / Y. Feng, Y. Liu, J. Chen, X. Mao // Fluid Dynamics & Material Processing. – 2022. – V. 18. – № 2. – P. 395–415.

17. Compaction-Induced porosity/permeability reduction in sandstone reservoirs: data and model for elasticity-dominated deformation. / P.M.T.M. Schutjens, T.H. Hansen, M.H.H. Hettema, J. Merour, P. de Bree, J.W.A. Coremans, G. Helliesen // SPE Reservoir evaluation & engineering. – 2004. – V. 7 (03). – P. 202–216.
18. Stress sensitivity of porosity and permeability under varying hydrostatic stress conditions for different carbonate rock types of the geothermal Malm reservoir in southern Germany / D. Bohnsack, M. Potten, S. Freitag, F. Einsiedl, K. Zosseder // Geothermal Energy. – 2021. DOI: 10.1186/s40517-021-00197-w.
19. To T., Chang C. Comparison of different permeability models for production-induced compaction in sandstone reservoir // The journal of engineering geology. – 2019. – V. 29. – № 4. – P. 367–381.
20. Xue Y. Numerical simulation of coal deformation and gas flow properties around borehole // CMES. – 2017. – V. 113. – № 4. – P. 429–441.
21. Research on the damage of porosity and permeability due to perforation on sandstone in the compaction zone / S. Xue, X. Zhu, L. Zhang, S. Zhu, G. Ye, X. Fan // CMC. – 2016. – V. 12. – № 1. – P. 21–42.
22. Влияние ориентации и схемы размещения каналов шелевой перфорации на проницаемость терригенных коллекторов в околоскважинной зоне пластов / С.Г. Ашихмин, С.Е. Чернышов, Ю.А. Кашников, Д.И.М. Макдоналд // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 132–135.
23. Zienkiewicz O.C. The finite element method. – London: McGraw-Hill, 1977. – 787 p.
24. Settari A., Mourits F.M. A coupled reservoir and geomechanical simulation system // SPE Journal. – 1998. – V. 3. – Iss. 03. – P. 219–226.
25. Settari A., Walters D. A. Advances in coupled geomechanical and reservoir modeling with applications to reservoir compaction // SPE Reservoir Simulation Symposium: Proceedings. – Houston, 1999. – P. 1–13.

Поступила 15.06.2022 г.

Информация об авторах

Попов С.Н., доктор технических наук, заведующий лабораторией, главный научный сотрудник лаборатории нефтегазовой механики и физико-химии пласта Института проблем нефти и газа Российской академии наук.

Чернышов С.Е., доктор технических наук, заведующий кафедрой нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Гладких Е.А., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.02:531+622.83

INFLUENCE OF SANDSTONE RESERVOIR DEFORMATIONS DURING BOTTOMHOLE AND RESERVOIR PRESSURE DECREASING ON THE PERMEABILITY AND WELL PRODUCTIVITY CHANGES

Sergey N. Popov¹,
popov@ipng.ru

Sergey E. Chernyshov²,
nirgnf@bk.ru

Evgeniy A. Gladkikh²,
gladkikh.ea@mail.ru

¹ Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Science,
3, Gubkin street, Moscow, 119333, Russia.

² Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to take into account the effects of sandstone reservoir rocks deformations and changes in reservoir permeability for predicting oil wells productivity under conditions of varying values of reservoir and bottomhole pressures.

The main aim of the research is based on the results of laboratory experiments, to identify relationships of changes in the sandstone reservoir core samples permeability with changes in reservoir and bottomhole pressures and to assess the degree of these effects influence on the oil well productivity.

Objects: sandstone reservoir rocks of the oil fields located in the south of the Perm Region.

Methods: laboratory research of the core samples permeability using the laboratory equipment at various values of pore pressure and sample compression pressure; numerical simulation of the near-wellbore zone by the finite element method using the basic relationships of the Biot theory of poroelasticity to determine the magnitude of effective stresses and their effect on the reservoir rocks permeability and oil well productivity.

Results. The authors have obtained the analytical relationships that describe the change in permeability with a decrease and recover of reservoir and bottomhole pressure, which showed a decrease in the permeability of core samples by 20,6 % with a limiting decrease in pore pressure from 14,5 to 5 MPa. When the pressure is recovered to the initial value, the permeability is restored only by 84,5 %, which indicates a significant role of rocks irreversible plastic deformations. The results of numerical modeling of the effective stresses distribution in the near-wellbore zone showed that in case of creating the maximum bottomhole pressure drawdown of 9,5 MPa the productivity factor decreases by 10 %. If the drawdown is reduced and the bottomhole pressure is recovered, then the productivity factor recovers just to 92 % of the initial value, which again indicates the negative role of plastic deformations of the reservoir rock. If the reservoir pressure drops to 8,5 MPa, then the reducing in the productivity factor is 13 % compared to the maximum value.

Key words:

sandstone reservoir, permeability, core sample, reservoir pressure, bottomhole pressure, effective stress, well, productivity ratio.

REFERENCES

- Zoback M.D. *Reservoir geomechanics*. Cambridge, U.K., Cambridge University press, 2007. 505 p.
- Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. *Petroleum related rock mechanics*. Amsterdam, Elsevier, 2008. 492 p.
- Konesev V.G., Chetvertneva I.A., Teptereva G.A. Peculiarities of methodology for selecting of primary opening of productive formations based on filtration experiments on core. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 11, pp. 168–175. In Rus.
- Chernyshov S.E., Popov S.N. The influence of geomechanical factors on the oil well productivity and the bottom-hole zone permeability of reservoir exposed by slotted perforation. *Processes in GeoMedia*. Vol. III. Cham, Springer Geology, 2021. pp. 167–182.
- Dorfman M.B., Sentemov A.A. Influence of reservoir properties of the bottomhole zone on acidizing efficiency. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 124–130. In Rus.
- Plotnikov V., Rekhachev P., Barkovsky N., Amirov A., Mikhaylov N., Popov S. Izucheniye effektivnosti primeneniya kislotnykh sostavov v terrigennykh kollektorakh Permskogo kraya, na osnove eksperimentalnykh issledovaniy obratstov kerna [Study and efficiency of acid compositions application in the clastic reservoirs of Perm region based on experimental studies of core samples]. *Rossiskaya nefegazovaya technicheskaya konferenciya SPE 2018* [SPE Russian Petroleum Technology Conference]. Moscow, 2018. pp. 1–10. SPE 191667.
- Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G. *Mekhanika gornykh porod pri razrabotke mestorozhdeniy uglevodородnogo sirya* [Rock mechanics in petroleum industry]. Moscow, Gornaya kniga Publ., 2019. 552 p.
- Dzublo A.D., Borozdin S.O. New data of a comprehensive geomechanical and petrophysical study of the Dolginskoe field reservoir properties. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 10, pp. 105–115. In Rus.
- Popov S.N., Kusaiko A.S. Experimental study of the effect of filtration for low-mineralized water with high temperature on changes in elastic and strength properties of reservoir rocks. *Processes in GeoMedia*. Vol. III. Cham, Springer Geology, 2021. pp. 343–349.
- Zhukov V.S., Kuzmin Y.O. Experimental evaluation of compressibility coefficients for fracture and intergranular pores of an oil and gas reservoir. *Journal of Mining Institute*. 2021, vol. 251, no. 5, pp. 658–666. In Rus.
- Kashnikov O.Y., Gladyshev S.V., Popov S.N., Kashnikov Y.A. Optimization of parameters and period of reservoir pressure maintenance system commissioning taking into account changes in

- reservoir filtration-capacity properties. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2010, no. 5, pp. 80–83. In Rus.
12. Popov S.N., Mazanov S.V., Zharikov M.G. Development of geomechanical model for forecasting changes of reservoir properties of fracture-pore type of reservoir in the process of reducing the pore pressure (for example, the Achimov plays of oil and gas of the Far North). *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2015, no. 6, pp. 47–55. In Rus.
 13. Pettersen O. Compaction, permeability, and fluid flow in brent-type reservoirs under depletion and pressure blowdown. *The open petroleum engineering journal*, 2010, no. 3, pp. 1–13.
 14. Sonich V.P., Cheremisin N.A., Baturin Yu.E. Effect of reducing reservoir pressure in reservoir properties. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 1997, no. 9, pp. 52–57. In Rus.
 15. Kashnikov Y.A., Shustov D.V., Yakimov S.Y., Krasilnikova N.B. Hydrodynamic simulation of part of Yurubcheno-Tokhomovskoye oil field based on geological geomechanical model. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2015, no. 4, pp. 62–67. In Rus.
 16. Feng Y., Liu Y., Chen J., Mao X. Simulation of the pressure-sensitive seepage fracture network in oil reservoirs with multi-group fractures. *Fluid Dynamics & Material Processing*, 2022, vol. 18, no. 2, pp. 395–415.
 17. Schutjens P.M.T.M., Hansen T.H., Hettema M.H.H., Merour J., De Bree P., Coremans J.W.A., Helliesen G. Compaction-Induced porosity/permeability reduction in sandstone reservoirs: data and model for elasticity-dominated deformation. *SPE Reservoir evaluation & engineering*. 2004, vol. 7 (03), pp. 202–216.
 18. Bohnsack D., Potten M., Freitag S., Einsiedl F., Zosseder K. Stress sensitivity of porosity and permeability under varying hydrostatic stress conditions for different carbonate rock types of the geothermal Malm reservoir in southern Germany. *Geothermal Energy*, 2021. DOI: 10.1186/s40517-021-00197-w.
 19. To T., Chang C. Comparison of different permeability models for production-induced compaction in sandstone reservoir. *The Journal of Engineering Geology*, 2019, vol. 29, no. 4, pp. 367–381.
 20. Xue Y. Numerical simulation of coal deformation and gas flow properties around borehole. *CMES*, 2017, vol. 113, no. 4, pp. 429–441.
 21. Xue S., Zhu X., Zhang L., Zhu S., Ye G., Fan X. Research on the damage of porosity and permeability due to perforation on sandstone in the compaction zone. *CMC*, 2016, vol. 12, no. 1, pp. 21–42.
 22. Ashikhmin S.G., Chernyshov S.E., Kashnikov Yu.A., Macdonald 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, pp. 132–135. In Rus.
 23. Zienkiewicz O.C. *The finite element method*. London, McGraw-Hill, 1977. 787 p.
 24. Settari A., Mourits F.M. A Coupled reservoir and geomechanical simulation system. *SPE Journal*, 1998, vol. 3, Iss. 03, pp. 219–226.
 25. Settari A., Walters D.A. Advances in coupled geomechanical and reservoir modeling with applications to reservoir compaction. *SPE Reservoir Simulation Symposium: Proceedings*. Houston, 1999. pp. 1–13.

Received: 15 June 2022.

Information about the authors

Sergey N. Popov, Dr. Sc., head of the laboratory, Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Science.

Sergey E. Chernyshov, Dr. Sc., head of Oil and Gas Technology Department, Perm National Research Polytechnic University.

Evgeniy A. Gladkikh, Cand Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.