УДК 622.276.6

Особенности формирования призабойных зон продуктивных пластов на месторождениях с высокой газонасыщенностью пластовой нефти

В.И.ГАЛКИН, Д.А.МАРТЮШЕВ ✉, И.Н.ПОНОМАРЕВА, И.А.ЧЕРНЫХ

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Как цитировать эту статью: Особенности формирования призабойных зон продуктивных пластов на месторождениях с высокой газонасыщенностью пластовой нефти / В.И.Галкин, Д.А.Мартюшев, И.Н.Пономарева, И.А.Черных // Записки Горного института. 2021. Т. 249. С. 386-392. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.7

Аннотация. Статья посвящена изучению особенностей формирования призабойных зон продуктивных пластов в процессе эксплуатации добывающих скважин месторождений севера Пермского края, отличительной особенностью которых является высокая газонасыщенность пластовой нефти. В качестве критерия, характеризующего состояние призабойной зоны, использован параметр, наиболее широко применяемый в отечественной и мировой практике – скин-фактор. Анализ научных публикаций показал, что одной из основных проблем применения скин-фактора для оценки состояния призабойных зон является неоднозначность трактовок его физического смысла и невозможность выделения превалирующих факторов, формирующих его величину. В статье предложен подход к выделению таких факторов в условиях рассматриваемых месторождений, основанный на многомерном корреляционно-регрессионном анализе. Выбор данного инструмента обусловлен сложностью процессов, происходящих в системе «пласт – призабойная зона – скважина». При описании сложных многофакторных процессов выбранный метод демонстрирует высокую степень достоверности. Для большого количества скважин региона собран и обобщен значительный материал, включающий результаты определения скин-фактора (1102 значения) при проведении гидродинамических исследований, а также данные о значениях различных геолого-технологических показателей, которые, вероятно, могут быть статистически связаны с величиной скин-фактора. Построена серия многомерных математических моделей; в качестве прогнозируемого параметра использован скин-фактор, в качестве независимых признаков – данные о значениях геолого-технологических показателей. Анализ построенных моделей является ключевым этапом настоящего исследования, в ходе которого изучен набор параметров, включенных в многомерные модели, последовательность их включения и вклад в общую величину достигнутого коэффициента детерминации как основного показателя работоспособности построенных моделей. Установлено, что основным фактором, влияющим на состояния призабойной зоны, является разгазирование нефти. Определены существенные различия в особенностях формирования скин-фактора в терригенных и карбонатных отложениях рассматриваемых месторождений.

Ключевые слова: скин-фактор; гидродинамические исследования скважин; многомерная математическая модель; газовый фактор; призабойная зона

Введение. Призабойная зона пласта (ПЗП) является важнейшим элементом гидродинамической системы «пласт – скважина», ее состояние во многом определяет текущие значения продуктивных характеристик [6, 7]. Получение достоверной информации о состоянии призабойной зоны является одной из важнейших задач промышленного контроля за разработкой и эксплуатацией месторождений углеводородного сырья [4, 5, 8]. Одним из распространенных методов оценки гидродинамического состояния ПЗП является определение скин-фактора S [1, 9] при обработке кривых восстановления давления (КВД), получаемых в ходе гидродинамических исследований (ГДИ) скважин. Данный подход не является единственным, в практике нефтепромышленного дела известны методы интерпретации КВД, при которых оценка состояния ПЗП осуществляется по другим критериям, например, по безразмерному диагностическому признаку d в методе детерминированных моментов давления [14] или посредством вычисления показателя α_z в методе Полларда [24]. Однако именно способ, основанный на определении скин-фактора, получил наиболее широкое распространение при оценке состояния ПЗП из-за относительной простоты вычисления самого показателя и трактовки его величины [13]. При этом более детальный анализ данного подхода позволяет выделить ряд весьма серьезных проблем [15].

Одной из проблем является неоднозначность физического смысла, вкладываемого в термин «скин-фактор» [21]. Первоначально под понятием «скин-фактор» подразумевалась тонкая зона повреждения пласта, окружающая ствол скважины. Позднее скин-фактор стал использоваться в качестве способа математического учета дополнительных потерь давления [14], обусловленных повреждением пласта вследствие первичного и вторичного его вскрытия, нарушением закона

фильтрации Дарси [11], нерадиальной геометрии потока и т.д. В настоящее время именно совокупное влияние данных факторов учитывается показателем S [16, 17].

В связи с большим разнообразием факторов, приводящих к возникновению дополнительных потерь давления в ПЗП, многие исследователи используют несколько видов скин-фактора: общий (суммарный) [18] и частные [19]. Изучению общего и частных скин-факторов и причин их формирования в отечественной и зарубежной литературе уделяется значительное внимание. По данным [10, 22] тщательный анализ частных составляющих и их вклада в общее значение скин-фактора имеет важнейшее значение. Авторы работы [24] указывают на сложный характер влияния частных составляющих на итоговую величину и нецелесообразность их простого суммирования. Сравнительному анализу частных составляющих и прогнозу общего значения скин-фактора посвящены работы [20, 25]. Исследователи также указывают на актуальность установления конкретных причин снижения проницаемости ПЗП для принятия инженерных решений по интенсификации добычи нефти. Схожие выводы получены в работе [26], где показана невозможность переоценить важность тщательного анализа скин-фактора при планировании и оценке результатов мероприятий по воздействию на продуктивные пласты.

Таким образом, скин-фактор следует считать параметром, который довольно сложно определяется и еще более сложно трактуется [11, 21]. В этой связи представляется интересным проведение исследований, позволяющих раскрыть физический смысл скин-фактора и причины изменения состояния призабойных зон продуктивных пластов применительно к условиям реальных месторождений.

Методология. Основная идея исследования заключается в следующем: скин-фактор является параметром, оказывающим влияние на все процессы фильтрации в зоне дренирования конкретной скважины и, как следствие, он должен быть статистически связан с теми или иными геолого-технологическими показателями. В свою очередь, наличие статистических связей с показателями обуславливает возможность построения многомерных математических моделей – уравнений множественной регрессии.

В общем случае уравнение множественной линейной регрессии имеет вид:

$$Y = A_1X_1 + A_2X_2 + \dots A_kX_k + B,$$

где $X_1, X_2, \dots X_k$ – независимые признаки (показатели); $A_1, A_2, \dots A_k$ – коэффициенты при показателях; B – постоянный коэффициент (свободный член); Y – прогнозируемая величина.

Целью исследований в настоящей работе является построение уравнений множественной регрессии, в которых в качестве зависимого признака Y используется скин-фактор, в качестве независимых факторов X – набор геолого-технологических показателей, которые оказывают влияние на его величину.

Анализ процедуры построения и вида полученных моделей, в том числе перечень включенных в уравнения в качестве X -показателей, позволит детально проанализировать процесс формирования прогнозируемой величины – скин-фактора, на рассматриваемых месторождениях, выделить преобладающие факторы, оказывающие влияние на него. Таким образом, настоящая работа сводится к применению многомерного регрессионного анализа с целью изучения закономерностей формирования скин-фактора в рассматриваемых геолого-физических условиях.

Исследования выполнены применительно к группе нефтяных месторождений, расположенных на севере Пермского края. Отличительной особенностью данных месторождений является высокая газонасыщенность нефти в пластовых условиях. Промышленная нефтеносность месторождений приурочена к отложениям верхнего девона, нижнего и среднего карбона. Краткая информация о геолого-физических свойствах рассматриваемых месторождений представлена в таблице.

К исследованию привлечены материалы гидродинамических исследований скважин десяти месторождений, обработанные известными методами [3] с определением, в том числе, величины скин-фактора. Также для каждой скважины собраны данные о значениях геолого-технологических показателей в те же периоды времени, в которые проводились гидродинамические исследования, а именно: пластовое давление $P_{пл}$, МПа; затрубное давление $P_{затр}$, МПа; забойное давление $P_{заб}$, МПа; давление насыщения $P_{нас}$, МПа; коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта k , мкм²; скин-фактор S , отн.ед.; дебит жидкости $Q_{ж}$, м³/сут; обводненность продукции скважин B , %;

коэффициент пористости m , %; толщина пласта h , м; вязкость пластовой нефти μ , мПа·с; объемный коэффициент b ; коэффициент пьезопроводности χ , см²/с; газовый фактор $\Gamma_{\text{ф}}$, м³/т. Предполагается, что между данными показателями и величиной скин-фактора могут иметь место статистически значимые корреляционные связи.

Геолого-физические свойства нефтяных месторождений

Наименование параметра	Значение	
	min	max
Тип коллектора	Терригенный, карбонатный	
Глубина залегания, м	1590,0	2806,0
Пористость, %	4,0	23,7
Проницаемость, мД	17,0	175,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,72	19,83
Газонасыщенность нефти, м ³ /т	2,3	351,7
Объемный коэффициент нефти	1,02	1,71
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,3	18,5
Начальное пластовое давление, МПа	9,9	25,0

Значения скин-фактора, используемые в ходе исследований, определены по материалам гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления, выполненных с применением высокоточных глубинных измерительных устройств. Интерпретация всех привлеченных исследований проведена в одном из самых современных программных комплексов – Карра Workstation (модуль Saphir). В данном случае использование современных измерительных приборов и алгоритмов интерпретации является основанием считать полученные значения скин-фактора достоверными.

После предварительного исследования корреляционных связей между всеми перечисленными параметрами с помощью пошагового регрессионного анализа (ПРА) выполнено построение моделей. Данный метод широко используется для решения различных производственно-технологических задач, особенно в условиях существования сложных многофакторных процессов [2, 12].

Важнейшим элементом исследования является не только построение моделей, но и их анализ. Детальный анализ многомерных уравнений регрессии позволяет решать поставленную задачу, а именно выделить основные показатели, влияющие на формирование скин-фактора. В рамках данного анализа исследованию подлежит перечень параметров, включенных в модель, порядок их включения, а также вклад параметра в повышение результирующего коэффициента детерминации R – одного из основных критериев работоспособности построенной модели.

Для оценки качества моделирования целесообразно сопоставить модельные и фактические значения скин-фактора, например, в виде соответствующих полей корреляции. Анализ данных полей позволит оценить работоспособность моделей на разных диапазонах изменения скин-фактора.

Исследования выполнены с разной степенью дифференциации объектов исследования, в связи с чем введено понятие уровня моделирования. На первом уровне модель построена применительно ко всей выборке, включающей значения скин-факторов ($n = 1102$) и остальных геолого-технологических показателей для всех скважин объектов разработки рассматриваемых месторождений. На втором уровне модели построены адресно для каждого из трех основных объектов разработки: фаменского ($n = 250$), визейского ($n = 312$) и башкирского ($n = 540$).

Результаты. На первом уровне исследования построена многомерная математическая модель определения скин-фактора для всех продуктивных пластов рассматриваемых месторождений.

Многомерная модель первого уровня имеет вид:

$$S^{\text{M1}} = 1,1978m + 0,0448\Gamma_{\text{ф}} - 0,8359P_{\text{нас}} + 0,4555P_{\text{затр}} + 4,4227b - 0,0922\mu + 0,0388h - 14,2904, \quad (1)$$

при $R = 0,523$, уровень значимости $p < 0,0000$, стандартная ошибка 6,571 отн. ед.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,457; 0,499; 0,514; 0,518; 0,520; 0,522; 0,523.

Сопоставление фактически определенных и модельных (рассчитанных по уравнению (1) значений скин-фактора приведено на рис. 1.

Второй уровень исследования предполагает построение моделей адресно для объектов разработки.

Модель для объектов разработки в фаменских отложениях имеет вид:

$$S^{M2-ФМ} = 6,1606k + 15,2403b + 0,6851\mu - 0,0002\chi - 0,0067\Gamma_{\phi} + 0,1238m - 23,538, \quad (2)$$

при $R = 0,498$, $p < 0,0000$, стандартная ошибка 3,294 отн. ед.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,319; 0,424; 0,465; 0,484; 0,493; 0,498.

По формуле (2) вычислены модельные значения $S^{M2-ФМ}$, которые сопоставлены с фактическими значениями путем построения полей корреляции (рис.2, а).

Модель второго уровня для объектов разработки в визейских терригенных отложениях имеет вид:

$$S^{M2-Вз} = 0,0018\chi + 0,5366h - 8,7299k - 0,1026Q_{ж} - 1,3213P_{заб} + 0,9733P_{пл} + 1,0489m + 0,9363P_{нас} - 26,045, \quad (3)$$

при $R = 0,528$, $p < 0,00000$, стандартная ошибка 7,75 отн. ед.

Рис.1. Поле корреляции модельных и фактических значений скин-фактора (первый уровень моделирования)

Рис.2. Поле корреляции модельных и фактических значений скин-фактора (второй уровень моделирования):
а – фаменские отложения; б – визейские отложения

Рис.3. Поле корреляции модельных и фактических значений скин-фактора (второй уровень моделирования, башкирские отложения)

щим образом: 0,240; 0,351; 0,397; 0,405; 0,413; 0,419; 0,422; 0,425; 0,428; 0,431; 0,433.

По формуле (4) вычислены модельные значения $S^{М2-Бш}$, которые сопоставлены с S путем построения полей корреляции (рис.3).

Обсуждение. Таким образом, в ходе исследования особенностей формирования скин-фактора при эксплуатации скважин на рассматриваемых месторождениях, построена серия многомерных математических моделей его определения. Модели построены как для всей выборки в целом (первый уровень), так и дифференцированно, адресно для основных объектов разработки месторождений (второй уровень).

Построенные модели являются линейными уравнениями множественной регрессии, включающими в качестве независимых признаков от 6 до 11 показателей. Такое большое количество входных параметров моделей указывает, в первую очередь, на сложность процесса формирования скин-фактора при эксплуатации добывающих скважин рассматриваемых месторождений. На величину скин-фактора оказывают влияние как геолого-физические (характеризующие свойства коллектора и флюида), так и технологические (показатели эксплуатации скважин) параметры.

Как следует из уравнения (1), демонстрирующего особенности формирования скин-фактора на месторождениях в целом, достигнутая степень работоспособности модели обеспечивается, в основном, тремя показателями: коэффициентом пористости, газовым фактором и давлением насыщения. Включение в модель остальных показателей обеспечивает лишь незначительное повышение коэффициента детерминации R . Анализируя вид многомерной модели, можно сделать вывод, что на состояние прискважинных зон продуктивных пластов на рассматриваемых месторождениях оказывают влияние емкостные свойства коллектора и процесс разгазирования нефти. То есть наличие дополнительных потерь давления в ПЗП во многом обусловлено именно выделением свободного газа. Данный вывод вполне закономерен в контексте ключевой особенности месторождений региона, заключающейся в высокой газонасыщенности пластовой нефти.

На первых местах в результирующем многомерном уравнении (2), характеризующем особенности формирования скин-фактора для скважин фаменских карбонатных отложений, также фигурируют свойства коллектора и пластового флюида. Следует отметить, что для фаменских отложений, отличительной особенностью которых следует считать естественную трещиноватость, свойства коллектора учитываются посредством коэффициента проницаемости. Данный вывод также закономерен, поскольку проницаемость порового и проницаемость трещинного коллектора характеризуются различными значениями. В уравнении (2) также присутствует

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,283; 0,363; 0,406; 0,456; 0,476; 0,492; 0,512; 0,528.

По формуле (3) определены значения $S^{М2-Вз}$ и сопоставлены с фактическими значениями скин-фактора для скважин визейских продуктивных пластов путем построения полей корреляции (рис.2, б).

Модель второго уровня для продуктивных отложений башкирского возраста имеет вид:

$$S^{М2-Бш} = 0,0027\chi - 8,8993k + 0,1928P_{пл} + 0,2477m - 0,2150P_{заб} + 4,3913b + 0,0896\mu + 0,0076B + 0,0393h - 0,0172Q_{ж} + 0,0051\Gamma_{ф} - 13,060, \quad (4)$$

при $R = 0,433$, $p < 0,00000$, стандартная ошибка 3,872 отн. ед.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом:

газовый фактор, т.е. состояние ПЗП для скважин, эксплуатирующих фаменские отложения, определяют фильтрационно-емкостные свойства коллектора, а также свойства и состав флюида.

На рассматриваемых месторождениях визейские продуктивные отложения представлены, преимущественно, песчаниками (коллекторами чисто порового типа). Модель формирования скин-фактора для скважин, эксплуатирующих визейские отложения, в равной мере включает геолого-физические и технологические параметры. При этом модель формируется по особому сценарию: включение каждого из показателей последовательно и примерно в равной мере способствует повышению коэффициента детерминации, т.е. каждый из показателей оказывает значимое влияние на результирующую величину.

Модель, построенная для скважин башкирских объектов разработки, включает максимальное количество входных параметров (11 показателей), что подчеркивает сложность и многофакторность процесса формирования ПЗП. На первых позициях модели находятся фильтрационно-емкостные характеристики коллектора. Также следует отметить присутствие пластового и забойного давлений и их влияние на величину скин-фактора, что свидетельствует о возможных деформационных процессах как причины изменения состояния ПЗП. Также необходимо отметить наличие в модели для башкирских отложений, помимо газового фактора, такого показателя как обводненность скважинной продукции. То есть наличие в пустотном пространстве вблизи трех фаз – нефти, газа и воды – комплексно влияет на процессы фильтрации и потери давления в ПЗП.

Отдельно следует отметить закономерности, установленные при анализе корреляционных полей. Подавляющее количество и модельных, и фактических значений скин-факторов для скважин, эксплуатирующих карбонатные коллектора как в башкирских, так и в фаменских отложениях, находится в области отрицательных значений, тогда как для визейских терригенных – в области положительных значений. То есть скин-факторы для скважин, эксплуатирующих карбонатные коллектора, независимо от их возраста, довольно редко принимают высокие положительные значения. Кроме того, скин-фактор в карбонатных отложениях как фаменского, так и башкирского возраста, формируется по схожим сценариям, поля корреляции между фактическими и модельными величинами имеют схожий вид. Закономерности формирования скин-фактора в терригенных отложениях отличаются от карбонатных гораздо более существенно, чем между карбонатными коллекторами разных возрастов. Скин-фактор для скважин в терригенных коллекторах изменяется в существенно более широком диапазоне по сравнению с карбонатными. Данный вывод, известный специалистам в области интерпретации материалов гидродинамических исследований скважин, в данном случае получил математическое подтверждение.

Заключение. В настоящей статье предложен подход к изучению особенностей формирования скин-фактора для скважин нефтяных месторождений севера Пермского края, основанный на построении и анализе многомерных математических моделей. Основанием послужил значительный опыт промысловых и гидродинамических исследований (1102 значения скин-фактора), а также неоднозначность трактовки физического смысла изучаемого параметра. Используемый инструмент – многомерное математическое моделирование – является одним из наиболее эффективных способов исследования процессов, характеризующихся сложным влиянием многочисленных факторов. В результате исследования установлено, что одним из преобладающих факторов, определяющих изменение свойств коллектора в близлежащих скважине зонах пласта, является разгазирование нефти. Данный вывод целесообразно учитывать при решении различных технологических задач, особенно – при планировании геолого-технических мероприятий. Например, проведение кислотного воздействия для устранения высоких значений скин-фактора в том случае, если оно обусловлено разгазированием нефти, приведет к недополучению технологического и экономического эффекта.

Указанный подход целесообразно использовать для решения других многочисленных задач промысловой геологии и разработки нефтяных месторождений в том случае, когда исследуемые процессы протекают в сложной многофакторной системе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андаева Е.А. Метод оперативного контроля состояния призабойной зоны низкодебитных скважин // Территория НЕФТЕГАЗ. 2016. № 3. С. 140-144.
2. Вирстюк А.Ю. Применение регрессионного анализа для оценки эффективности работы нефтяных скважин с парафинистой нефтью / А.Ю.Вирстюк, В.С.Мишина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 1. С. 117-124. DOI: 10.18799/24131830/2020/1/2453

3. Дзюбенко А.И. Информационный способ повышения эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта в действующих скважинах / А.И.Дзюбенко, А.Н.Никонов, М.Э.Мерсон // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. Т. 16. № 2. С. 148-157. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.5
4. Дорфман М.Б. Влияние фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта на эффективность кислотной обработки / М.Б.Дорфман, А.А.Сентемов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 2. С. 124-130. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2488
5. Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. 2020. Т. 242. С. 169-173. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169
6. Салаватов Т.Ш. Особенности стабилизации продуктивности скважин регулированием скин-фактора // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 7. С. 67-70. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-7(343)-67-70
7. Салаватов Т.Ш. Производительность скважин с учетом скин-зоны / Т.Ш.Салаватов, М.А.Дадашзаде, И.Н.Алиев // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 3. С. 6-10. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-3-6-10
8. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений / Л.К.Алтунина, В.А.Кувшинова, Л.А.Стасьева, И.В.Кувшинов // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 4. С. 103-113. DOI: 10.18599/grs.2019.4.103-113
9. A novel protocol for reviving of oil and natural gas wells / R.V.V.Ramana Murthy, N.K.Katari, N.Satya Sree, S.B.Jonnala-gadda // Petroleum Research. 2019. Vol. 4. Iss. 3. P. 276-281. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2019.04.001
10. A semi-analytical model for predicting inflow profile of long horizontal wells in super-heavy foamy oil reservoir / Sh.Huang, Yu.Zhu, Ju.Ding et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. № 107952. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107952
11. A three-dimensional coupled well-reservoir flow model for determination of horizontal well characteristics / S.Hyati-Jafarbeigi, M.Mosharaf-Dehkordi, M.Ziaei-Rad, M.Dejam // Journal of Hydrology. 2020. Vol. 585. № 124805. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2020.124805
12. Al-Rbeawi S. New technique for determining rate dependent skin factor & non-Darcy coefficient // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016. Vol. 35. Part A. P. 1044-1058. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.09.028
13. Automatic well test interpretation based on convolutional neural network for infinite reservoir / X.Liu, D.Li, W.Zha et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. № 107618. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107618
14. Bela R.V. Determining skin zone properties from injectivity tests in single- and multilayer reservoirs / R.V.Bela, S.Pesco, A.Jr.Barreto // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. P. 1459-1471. DOI: 10.1007/s13202-019-00808-0
15. Calculation of skin factor of contaminated cores / X.Wang, F.Zhang, Y.Jiang et al. // Natural Gas Industry. 2012. Vol. 3. Iss. 12. P. 52-54. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2012.12.010
16. Chen C.-Sh. Theoretical evaluation of non-uniform skin effect on aquifer response under constant rate pumping / C.-Sh.Chen, C.-C.Chang // Journal of Hydrology. 2006. Vol. 31. Iss. 3-4. P. 190-201. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2005.05.017
17. Ensemble smoother with multiple data assimilation for reverse flow routing / V.Todaro, M.D'Oria, M.G.Nanda, J.J.Gomez-Hernandez // Computers & Geosciences. 2019. Vol. 131. P. 32-40. DOI: 10.1016/j.cageo.2019.06.002
18. ES-MDA applied to estimate skin zone properties from injectivity tests data in multilayer reservoirs / T.M.D.Silva, R.V.Bela, S.Pesco, A.Barreto Jr. // Computers & Geosciences. 2021. Vol. 146. № 104635. DOI: 10.1016/j.cageo.2020.104635
19. Experimental investigation of changes in petrophysical properties and structural deformation of carbonate reservoirs / Y.Salimidelshad, A.Moradzadeh, E.Kazemzadeh et al. // Petroleum Exploration and Development. 2019. Vol. 46. Iss. 3. P. 565-575. DOI: 10.1016/S1876-3804(19)60036-4
20. Fan Z. Transient flow to a finite-radius well with wellbore storage and skin effect in a pyroclastic confined aquifer / Z.Fan, R.Parashar // Advances in Water Resources. 2020. Vol. 142. № 103604. DOI: 10.1016/j.advwatres.2020.103604
21. Guo J. Stimulation for minimizing the total skin factor in carbonate reservoirs / J.Guo, Y.Xiao, H.Wang // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2014. Vol. 21. P. 326-331. DOI: 10.1016/j.jngse.2014.08.017
22. Kabir C.S. Estimating in-place volume and reservoir connectivity with real-time and periodic surveillance data / C.S.Kabir, D.Ismadi, S.Fountain // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 7. Iss. 2. P. 258-266. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.05.017
23. Pressure transient behavior of layered commingled reservoir with vertical inhomogeneous closed boundary / W.Shi, S.Cheng, L.Meng et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 189. № 106995. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.106995
24. Quantifying the skin factor for estimating the completion efficiency of perforation tunnels in petroleum wells / M.A.Rahman, S.Mustafiz, M.Koksal, M.R.Islam // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2007. Vol. 58. Iss. 1-2. P. 99-110. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.11.012
25. Semi-analytical model of a multi-wing fractured vertical well in linear composite reservoirs with a leaky fault / J.Ren, N.Fang, Q.Zheng et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 191. № 107143. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107143
26. Study on characteristics of well-test type curves for composite reservoir with sealing faults / Q.Liu, H.Lu, L.Li, A.Mu // Petroleum. 2018. Vol. 4. Iss. 3. P. 309-317. DOI: 10.1016/j.petlm.2018.03.011

Авторы: В.И.Галкин, д-р геол.-минерал. наук, профессор, vgalkin@pstu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4867-2298> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), Д.А.Мартюшев, канд. техн. наук, доцент, martyushevdi@inbox.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5745-4375> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), И.Н.Пономарева, д-р техн. наук, профессор, permpolitech@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0003-0546-2506> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), И.А.Черных, канд. техн. наук, доцент, <https://orcid.org/0000-0001-8343-4805> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 09.09.2020.

Статья принята к публикации 29.03.2021.