ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья

Адаптация результатов гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах

Д.А.МАРТЮШЕВ[1]✉, **И.Н.ПОНОМАРЕВА**[1], **ВЕЙДЖУН ШЕН**[2]

[1] *Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*

[2] *Институт механики Китайской академии наук, Пекин, Китай*

Как цитировать эту статью: Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Вейджун Шен. Адаптация результатов гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах // Записки Горного института. 2023. Т. 264. С. 919-925. EDN VHGTUT

Аннотация. Гидродинамические исследования скважин при неустановившихся режимах являются инструментом мониторинга процессов нефтеизвлечения. Технологии проведения исследований, реализуемые в механизированных скважинах, предусматривают предварительный пересчет измеренных параметров в забойное давление, что приводит к результирующим погрешностям в определении фильтрационных параметров. Предлагается адаптация результатов интерпретации гидродинамических исследований, выполненных в механизированных скважинах. На основе оригинального способа математической обработки большого объема промысловых данных для геолого-физических условий объектов разработки нефтяных месторождений построены многомерные модели дебитов скважин, включающие определяемые при интерпретации исследований фильтрационные параметры. Признаком достоверности фильтрационного параметра предлагается считать максимальную сходимость дебита, рассчитанного по многомерной модели, и величины, полученной при исследовании скважины. Анализ разработанных многомерных моделей предлагается использовать для оценки условий фильтрации и установления индивидуальных особенностей притока нефти к скважинам в пределах объектов разработки. Для башкирско-серпуховских и турнейско-фаменских карбонатных отложений установлено влияние величины забойного давления на дебиты скважин, что подтверждает известное предположение о возможных деформациях карбонатных коллекторов в призабойных зонах и является признаком физичности разработанных многомерных моделей. Преимуществом предлагаемого подхода является возможность его применения для адаптации результатов любых технологий исследований и методов интерпретации.

Ключевые слова: кривая восстановления давления; цифровые массивы данных; многомерное математическое моделирование; дебит жидкости; проницаемость; скин-фактор; фильтрационные параметры

Поступила: 21.01.2021 ***Принята: 20.09.2023*** ***Онлайн: 31.10.2023*** ***Опубликована: 25.12.2023***

Введение. Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) при неустановившихся режимах являются важнейшим инструментом контроля процессов извлечения углеводородного сырья на всех этапах разработки месторождений [1, 2]. В настоящее время известно несколько различных технологий проведения этих исследований [3]. Измерение забойного давления после остановки скважины может быть реализовано в основном в фонтанных скважинах [4, 5]. Наличие в скважине глубинно-насосного оборудования не позволяет спускать манометр на забой [6], поэтому исследования проводят либо посредством регистрации устьевых параметров (затрубного давления, динамического уровня), которые впоследствии пересчитываются в забойное давление, либо с помощью регистрации темпов изменения давления на приеме насоса [7]. Принято считать, что технология, основанная на измерении устьевых параметров, сводится к построению кривой восстановления уровня (КВУ), давления на приеме насоса – кривой восстановления давления (КВД) [8]. Выбор технологии исследования определяется, как правило, компоновкой глубинно-насосного оборудования скважины – объекта исследования [1]. При этом следует иметь в виду, что обе технологии исследований в механизированных скважинах предполагают пересчет измеренных параметров, что, несомненно, может приводить к погрешностям [9, 10].

Технология проведения указанных исследований основывается на измерениях в скважинах после их остановки, при этом исследование считается качественным, если забойное давление

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

практически полностью восстанавливается до величины пластового [11, 12]. В средне- и низкодебитных скважинах восстановление давления может осуществляться в течение весьма продолжительного времени, что приводит к таким нежелательным эффектам, как недоборы и технологические затруднения с пуском скважины в эксплуатацию после длительного простоя [13-16]. В настоящее время широкое распространение получили методы определения гидродинамических параметров пластовых систем, не предполагающие продолжительную остановку скважин, например метод снятия кривой стабилизации давления (КСД) [17, 18] или метод, основанный на анализе добычи (АД) [19, 20].

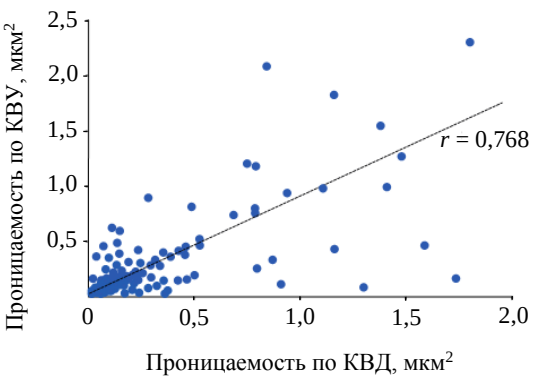
Таким образом, в настоящее время в практике нефтедобычи используются различные методы определения фильтрационных параметров, различающиеся как технологическими особенностями проведения измерений, так и математическими основами и принципами интерпретации [21]. При реализации нескольких технологий исследований в одной скважине зачастую получают различные значения параметров [22, 23].

На нефтяных месторождениях Пермского края часто реализуется параллельное исследование, заключающееся в одновременном снятии КВУ и КВД из-за вероятных отказов датчиков под насосами, а также технологических проблем в регистрации устьевых параметров, например по причине пенообразования в затрубном пространстве не всегда удается определить уровень жидкости [24, 25]. При этом интерпретация КВУ и КВД, полученных в один период в одной и той же скважине, зачастую приводит к получению различных значений определяемых параметров [26]. В качестве примера на рисунке приведено сопоставление проницаемостей, определенных при обработке параллельно полученных КВУ и КВД. Значения проницаемости, определенные по двум технологиям, различаются, особенно в диапазоне высоких значений, несмотря на вполне высокий показатель коэффициента корреляции *r*.

Перечисленные методы определения фильтрационных параметров (проницаемости и др.) являются косвенными, решаемыми в рамках второй (обратной) задачи подземной гидромеханики [1]. Наиболее очевидным способом оценки достоверности косвенных методов следует считать их сопоставление с результатами прямых, непосредственных измерений. Однако измерить фазовую проницаемость в процессе разработки залежи в зоне дренирования конкретной скважины, которой, по сути, и является проницаемость, определенная по ГДИС, невозможно [27, 28]. Поэтому важнейшей задачей эффективного и достоверного мониторинга разработки месторождений углеводородного сырья следует считать разработку и обоснование косвенных подходов по адаптации результатов исследований скважин и оценку достоверности определяемых фильтрационных параметров пластовых систем [29].

Методология. В работе приводятся результаты разработки методики адаптации и оценки достоверности параметров пластов, определяемых методами КВУ, КВД, КСД и АД при исследовании нефтедобывающих скважин месторождений Пермского края.

Для решения задачи привлечены цифровые массивы данных значительного объема – результаты многочисленных промысловых исследований скважин (более 9000 определений), эксплуатирующих месторождения региона. К анализу приняты только высокоинформативные кондиционные исследования, из общей выборки исключены данные, для которых характерно наличие помех, шумов, нарушение технологии и т.д.



Зависимость значений проницаемости терригенных визейских отложений, полученных при интерпретации данных КВД и КВУ

На рассматриваемых месторождениях основные объекты разработки приурочены к карбонатным отложениям турнейско-фаменского и башкирского возрастов, а также к терригенным визейским отложениям. При этом следует отметить существенные различия в свойствах терригенных и карбонатных объектов и карбонатных между собой. При дальнейших исследованиях объекты разделены на три группы в соответствии с геологическим возрастом.

Основная идея предлагаемого подхода заключается в следующем. Все параметры, которые определяются при интерпретации ГДИС (проницаемость, скин-фактор, пластовое давление), в конечном счете

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2023. Т. 264. С. 919-925
© Д.А.Мартюшев, И.Н.Пономарева, Вейджун Шен, 2023

определяют продуктивные характеристики скважины и ее дебит и могут быть использованы в качестве исходных данных в индивидуальных уравнениях притока – моделях определения дебитов. Таким образом, построение серии индивидуальных моделей дебитов скважин, включающих гидродинамические параметры, определенные по той или иной технологии исследования, и оценка их работоспособности позволят решить поставленную задачу. Достоверными следует считать те параметры, которые, будучи подставленными в уравнение, позволяют добиться максимального соответствия рассчитанного (модельного) дебита фактическому его значению.

При построении моделей дебитов скважин использован подход, позволяющий наиболее полно учитывать индивидуальные геолого-физические особенности рассматриваемых месторождений, – многомерное математическое моделирование. Данный инструмент широко используется для решения других технологических задач, например при оценке результатов геолого-технологических мероприятий [30, 31], при оценке гидродинамической связи между скважинами [11] и эффективности работы скважин [32, 33] и др.

Для построения моделей использована максимально представительная выборка, включающая все результаты ГДИС по всем реализованным технологиям, а также полный спектр геолого-промысловой информации. Следует отметить, что все промысловые данные, кроме подлежащих адаптации, характеризуются простотой, надежностью и необходимой регулярностью практического определения: затрубное давление $P_{затр}$; давление насыщения $P_{нас}$; время исследования $T_в$; дебит жидкости $Q_ж$; обводненность W; коэффициент пористости, осредненный по разрезу $k_{пор}$; эффективная нефтенасыщенная толщина пласта h; вязкость нефти $\mu_н$; объемный коэффициент нефти b; газовый фактор $Г_ф$.

Построение многомерных математических моделей выполняется в специальных программных продуктах, широко используемых для решения аналогичных научно-практических задач [24, 34].

Отдельный интерес представляет анализ самого процесса построения моделей и вида результирующих уравнений. Поскольку моделируемым параметром является дебит, то анализ уравнений его прогноза позволит выделить характеристики, управляющие дебитом в индивидуальных исследуемых условиях. Причем чем раньше та или иная характеристика включается в модель, тем большее влияние на прогнозируемую величину она оказывает. Таким образом, многомерное математическое моделирование дебитов в данном случае позволит не только решить целевую задачу – адаптацию результатов гидродинамических исследований скважин с использованием различных технологий, но и изучить условия фильтрации флюидов на месторождениях региона, а также разработать индивидуальные уравнения притока (дебита).

Первым этапом математического моделирования дебитов является сравнение средних значений всех используемых показателей по технологиям проведения исследований, методам интерпретации по данным всех объектов разработки (исследовались три группы коллекторов – визейские терригенные, карбонатные турнейско-фаменские и башкирские отложения). С этой целью использован известный статистический инструмент – критерий Стьюдента. В дальнейшем для более полного статистического анализа выполнено сравнение распределений значений показателей, определенных по разным технологиям исследования, с помощью еще одного известного инструмента – статистики Пирсона. Комплексная оценка различий по технологиям исследования выполнена с помощью пошагового линейного дискриминантного анализа (ПЛДА). После комплексной оценки, выполненной с помощью ПЛДА, построена линейная дискриминантная функция (ЛДФ) путем составления матрицы центрированных сумм квадратов и смешанных произведений, по которым вычислена выборочная матрица. В последующем для определения коэффициентов линейных дискриминантных функций построены обратные выборочные ковариационные матрицы, по которым вычислены граничные значения дискриминантных функций, делящие выборку на подмножества. Надежность классификации вычисляется также с использованием критерия Пирсона.

Перед построением моделей выполняется всесторонняя статистическая оценка используемых исходных данных, что позволяет в дальнейшем уверенно применять многомерное математическое моделирование для решения поставленной задачи.

Предполагается, что наличие статистически значимых многомерных связей является количественным обоснованием использования промысловых данных. Необходимо отметить, что многомерная модель строится совместно по всем данным, полученным по технологиям КВУ, КВД, КСД и АД. Это позволяет избежать субъективизма при проведении дальнейших исследований.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Результаты. К практическому применению для адаптации результатов гидродинамических исследований разработан алгоритм, который включает в себя несколько этапов.

1. Выбор расчетной модели в соответствии с объектом разработки:

• для терригенных объектов разработки

$$Q_{ж}^{МТл-Бб-Мл} = 29,44654k_{узп} - 0,06477T_{в} + 1,01465h + 5,58753P_{затр} - 0,39360S + \\ + 0,09920W - 1,60432P_{заб} + 0,00147\alpha_{п} + 1,12546P_{пл} + 21,861 \quad (1)$$

при $R = 0,808$; $p < 0,000000$;

• для карбонатных объектов разработки турнейско-фаменского возраста

$$Q_{ж}^{МТ-Фм} = 0,773P_{заб} + 0,00032\alpha_{п} - 0,010T_{в} - 143,719b - 5,437\mu_{н} + 0,250\Gamma_{ф} - \\ - 6,930P_{нас} - 1,154P_{пл} + 10,016k_{узп} - 0,208h + 2,337P_{затр} + 262,364 \quad (2)$$

при $R = 0,740$; $p < 0,000000$;

• для карбонатных объектов разработки башкирского возраста

$$Q_{ж}^{МБш-Срп} = 0,0088\alpha_{п} + 0,8328P_{заб} + 0,4406h - 0,0063T_{в} + 0,3755\mu_{н} - 10,0681k_{узп} + 10,2116b + \\ + 0,7163P_{пл} - 2,7227P_{заб} - 0,0544W + 0,0505\Gamma_{ф} - 0,9282P_{затр} - 0,1881S + 0,4051k_{пор} + 24,409 \quad (3)$$

при $R = 0,674$; $p < 0,000000$.

2. Сбор промысловых данных – значений показателей, используемых в принятой модели.

3. Вычисление модельного значения дебита жидкости с использованием результатов интерпретации исследования (КВУ/КВД/КСД/АД).

4. Сопоставление модельного и фактического дебита жидкости. Наиболее достоверными следует считать результаты интерпретации по технологии, модельное значение дебита которой имеет минимальное отклонение от фактического значения.

Практическое использование разработанного алгоритма адаптации результатов ГДИС. На одной из добывающих скважин нефтяного месторождения (объект Тл-Бб) Пермского края проведено исследование с одновременной реализацией двух технологий, характеризующихся параллельной регистрацией устьевых (КВУ) и глубинных (КВД) параметров. При этом интерпретация результатов глубинных и устьевых замеров привела к получению значительно отличающихся фильтрационных характеристик: $k_{узп}^{КВД} = 0,634$ мкм^2; $k_{узп}^{КВУ} = 0,110$ мкм^2.

Интерпретация данных реализованных технологий КВУ и КВД демонстрирует отличающиеся результаты, и оценка наиболее достоверного значения из них может быть выполнена с помощью разработанного алгоритма адаптации.

Промысловые данные

Параметр	Значение	
	КВД	КВУ
Фактический дебит жидкости $Q_ж$, м^3/сут	46	
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	13,74	
Затрубное давление $P_{затр}$, МПа	0,59	
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	10,83	9,33
Время восстановления КВД, КВУ $T_в$, ч	118	145,6
Обводненность W, %	55	
Толщина пласта h, м	7,2	
Скин-фактор S, отн.ед.	12,3	–3,34
Коэффициент пьезопроводности $\alpha_п$, см^2/с	4296	877,6

На первом этапе выбирается модель, соответствующая объекту разработки, который эксплуатирует исследуемая скважина. Поскольку анализируемая добывающая скважина эксплуатирует тульско-бобриковский объект, для дальнейших вычислений используется уравнение (1).

На втором этапе осуществляется сбор всех необходимых данных, которые включены в уравнение (1) в качестве исходных. Исходные данные для расчета модельных значений дебитов представлены в таблице.

На третьем этапе вычисляется модельное значение дебита жидкости с использованием результатов интерпретации КВД

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2023. Т. 264. С. 919-925
© Д.А.Мартюшев, И.Н.Пономарева, Вейджун Шен, 2023

$$Q_{ж}^{КВД} = 29,44654 \cdot 0,634 - 0,06477 \cdot 118 + 1,01465 \cdot 7,2 + 5,58753 \cdot 0,59 - 0,39360 \cdot 12,3 +$$
$$+ 0,09920 \cdot 55 - 1,60432 \cdot 10,83 + 0,00147 \cdot 4296 + 1,12546 \cdot 13,74 + 21,861 = 48,52 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Вычисляется модельное значение дебита жидкости с использованием результатов интерпретации КВУ

$$Q_{ж}^{КВУ} = 29,44654 \cdot 0,110 - 0,06477 \cdot 118 + 1,01465 \cdot 7,2 + 5,58753 \cdot 0,59 - 0,39360 \cdot (-3,34) +$$
$$+ 0,09920 \cdot 55 - 1,60432 \cdot 10,83 + 0,00147 \cdot 877,6 + 1,12546 \cdot 13,74 + 21,861 = 31,60 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

На четвертом этапе происходит сопоставление модельных и фактического дебита жидкости. Как видно из рассчитанных значений дебита, минимальное отклонение от фактического наблюдается при использовании результатов по технологии КВД. Соответственно, значение проницаемости, полученное при интерпретации данных технологии КВД, является более достоверным, чем при обработке данных технологии КВУ.

Обсуждение. В данной статье описываются результаты исследований, направленных на разработку серии многомерных математических моделей дебитов скважин в индивидуальных геолого-физических условиях объектов разработки в отложениях трех геологических возрастов. Разработанные модели могут использоваться для решения различных задач, как сугубо практических, так и теоретических, представляющих научный интерес.

Практическая ценность разработанных моделей заключается в возможности их применения для адаптации фильтрационных параметров пластов при реализации различных технологий проведения гидродинамических исследований в механизированных скважинах. Процесс адаптации в соответствии с предлагаемым подходом является весьма простым, практическое определение исходных данных для его реализации не сопровождается затруднениями, для вычислений не требуется применение специальных программных продуктов.

Анализ состава математических моделей позволил установить индивидуальные для объектов условия притока флюидов, что обуславливает теоретическую значимость выполненных исследований. Из теории математической статистики известно, что анализ уравнений множественной регрессии позволяет оценить влияние независимой переменной на прогнозируемую величину, а также направление этого влияния. Однако в данном случае обоснованным можно считать только оценку влияния без учета его направления, поскольку входные параметры моделей не являются строго независимыми, между ними имеется корреляционная связь. Очевидно, что в единой гидродинамической системе пласт – скважина полностью независимых параметров не бывает. При построении моделей используется пошаговый регрессионный анализ, и сочетание входных параметров не всегда соответствует их индивидуальному влиянию на прогнозируемую величину. Включение в модель каждого последующего фактора в том числе корректирует полученную модель. Таким образом, анализ уравнений (1)-(3) позволяет сделать следующие выводы:

• Полученные для трех объектов разработки уравнения весьма различаются по набору включенных параметров, что подтверждает специфичность и индивидуальность геолого-физических условий выработки их запасов.

• На первых позициях в уравнениях дебитов, построенных для карбонатных отложений и башкирско-серпуховского, и турнейско-фаменского возрастов, включено забойное давление, т.е. забойное давление является параметром, формирующим дебит скважин в указанных коллекторах [35, 36]. Данная закономерность подтверждает известную гипотезу о влиянии величины забойного давления на продуктивные характеристики карбонатных коллекторов из-за их вероятной деформации в призабойной зоне. Это указывает на целесообразность всестороннего обоснования режимов эксплуатации скважин в приведенных условиях.

• Параметр, характеризующий состояние пласта в призабойной зоне, – скин-фактор – включен только в модель для терригенных тульско-бобриковских отложений. Это подтверждает предположение о том, что изменение (особенно ухудшение) проницаемости в призабойной зоне – явление, наиболее характерное именно для терригенных отложений [25]. В практике интерпретации ГДИС известно, что диапазон изменения скин-факторов для терригенных коллекторов существенно шире, чем для карбонатных.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

• Газовый фактор и давление насыщения нефти газом – параметры, характеризующие процесс разгазирования нефти, включены только в модель для турнейско-фаменских отложений, что объясняется максимальными для региона значениями газонасыщенности пластовой нефти в указанных отложениях [1].

Заключение. Исследование предназначено для адаптации результатов гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах при реализации различных технологий их проведения.

Предлагаемый подход основан на применении адресно разработанных многомерных математических моделей. Построение самих моделей базируется на обработке цифровых массивов значительного объема – баз данных производственных предприятий, включающих результаты многочисленных промысловых исследований скважин за всю историю их эксплуатации. Отличительной особенностью построенных моделей является отсутствие затруднений в практическом определении входных параметров и простота математических вычислений. Преимущественной характеристикой предлагаемого подхода является возможность его применения не только при сравнительном анализе достоверности результатов интерпретации рассмотренных технологий (КВУ, КВД, КСД и АД), но и при обосновании способа интерпретации материалов исследований, выборе программных продуктов и используемых моделей.

Научной новизной выполненного исследования является установление индивидуальных для рассмотренных объектов разработки закономерностей притока нефти, выделение основных факторов, определяющих дебиты скважин в терригенных и карбонатных коллекторах месторождений Пермского края.

Оригинальная математическая обработка цифровых массивов значительного объема – промысловых данных – является актуальным направлением развития теории и практики нефтегазового инжиниринга.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Давыдова А.Е., Щуренко А.А., Дадакин Н.М. и др.* Разработка дизайна гидродинамического исследования в условиях карбонатного коллектора // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 6. С. 68-79. DOI: 10.18799/24131830/2019/6/2128

2. *Сергеев В.Л., Нгуен Т.Х.Ф.* Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации результатов комбинированных газогидродинамических исследований интеллектуальных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 10. С. 67-75. DOI: 10.18799/24131830/2018/10/2106

3. *Xin Du, Zhiwei Lu, Dongmei Li et al.* A novel analytical well test model for fractured vuggy carbonate reservoirs considering the coupling between oil flow and wave propagation // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 173. P. 447-461. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.077

4. *Jun He, Kegang Ling.* Measuring permeabilities of Middle-Bakken samples using three different methods // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016. Vol. 31. P. 28-38. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.007

5. *Мартюшев Д.А.* Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 313-318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313

6. *Давыдова А.Е., Щуренко А.А., Дадакин Н.М. и др.* Оптимизация проведения гидродинамических исследований скважин в условиях карбонатного коллектора // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2018. Т. 17. № 2. С. 123-135 (In English). DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3

7. *Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Galkin V.I.* Conditions for Effective Application of the Decline Curve Analysis Method // Energies. 2021. Vol. 14. № 6461. DOI: 10.3390/en14206461

8. *Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю.* Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 10. С. 26-32. DOI: 10.18799/24131830/2019/10/2295

9. *Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг, Хагай Д.Э., Игнатенко А.В.* Диагностические критерии выделения фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 2. С. 181-187. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2504

10. *Jirjees A.Y., Abdulaziz A.M.* Influences of uncertainty in well log petrophysics and fluid properties on well test interpretation: An application in West Al Qurna Oil Field, South Iraq // Egyptian Journal of Petroleum. 2019. Vol. 28. Iss. 4. P. 383-392. DOI: 10.1016/j.ejpe.2019.08.005

11. *Булыгин Д.В., Николаев А.Н., Елесин А.В.* Гидродинамическая оценка эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 3. Ч. 1. С. 172-177. DOI: 10.18599/grs.2018.3.172-177

12. *Елесин А.В., Кадырова А.Ш., Никифирова А.И.* Определение поля проницаемости пласта по замерам давления на скважинах с использованием сплайн-функции // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 2. С. 102-107. DOI: 10.18599/grs.2018.2.102-107

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

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

14. *Двойников М.В., Будовская М.Е.* Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 12-22. DOI: 10.31897/PMI.2022.4

15. *Decheng Zhang, Ranjith P.G., Perera M.S.A., Zhang C.P.* Influences of test method and loading history on permeability of tight reservoir rocks // Energy. 2020. Vol. 195. № 116902. DOI: 10.1016/j.energy.2020.116902

16. *Hamada G., Joseph V.* Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples // Petroleum Research. 2020. Vol. 5. Iss. 4. P. 326-338. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.07.001

17. *Mirhashemi M., Khojasteh E.R., Manaman N.Sh., Makarian E.* Efficient sonic log estimations by geostatistics, empirical petrophysical relations, and their combination: Two case studies from Iranian hydrocarbon reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 213. № 110384. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110384

18. *Ruiliang Guo, Qichao Xie, Xuefeng Qu et al.* Fractal characteristics of pore-throat structure and permeability estimation of tight sandstone reservoirs: A case study of Chang 7 of the Upper Triassic Yanchang Formation in Longdong area, Ordos Basin, China // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 184. № 106555. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106555

19. *Mason H.E., Smith M.M., Carroll S.A.* Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2019. Vol. 87. P. 19-26. DOI: 10.1016/j.ijggc.2019.05.008

20. *Jiazheng Qin, Shiqing Cheng, Peng Li et al.* Interference well-test model for vertical well with double-segment fracture in a multi-well system // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 183. № 106412. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106412

21. *Cheng Jing, Xiaowei Dong, Wenhao Cui et al.* Artificial neural network–based time-domain interwell tracer testing for ultralow-permeability fractured reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. № 107558. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107558

22. *Зайцев М.В., Михайлов Н.Н., Туманова Е.С.* Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах // Георесурсы. 2021. Т. 23. № 4. С. 44-50. DOI: 10.18599/grs.2021.4.5

23. *Кутукова Н.М., Шустер В.Л.* Современные методы изучения неоднородного строения сложнопостроенных карбонатных резервуаров и эрозионных выступов фундамента // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2020. № 6. С. 88-94.

24. *Сметкина М.А., Мелкишев О.А., Присяжнюк М.А.* Уточнение значений проницаемости при адаптации гидродинамической модели // Недропользование. 2020. Т. 20. № 3. С. 223-230. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.3

25. *Шамсиев М.Н.* Интерпретация результатов термогазодинамических исследований вертикальных газовых скважин, несовершенных по степени вскрытия пласта // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 1. С. 39-43. DOI: 10.18599/grs.2018.1.39-43

26. *Шелепов В.В., Тюкавкина О.В.* Геофизические методы определения коллекторских свойств сложнопостроенных нижне-среднеюрских залежей в пределах месторождений Широтного Приобья // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2020. № 1. С. 37-41.

27. *Pandey R.K., Kumar A., Mandal A.* A robust deep structured prediction model for petroleum reservoir characterization using pressure transient test data // Petroleum Research. 2022. Vol. 7. Iss. 2. P. 204-219. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.09.003

28. *Kryganov P.V., Afanaskin I.V., Volpin S.G.et al.* Searching for reservoirs with bypassed oil using well tests and mathematical modeling // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 206. № 109077. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109077

29. *Ali M.A., Umer R., Khan K.A., Cantwell W.J.* Application of X-ray computed tomography for the virtual permeability prediction of fiber reinforcements for liquid composite molding processes: A review // Composites Science and Technology. 2019. Vol. 184. № 107828. DOI: 10.1016/j.compscitech.2019.107828

30. *Иктисанов В.А.* Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации и различным частичным вскрытием // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 305-312. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.305

31. *Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черепанов С.С. и др.* Новый подход к оценке результатов гидравлического разрыва пласта (на примере Бобриковской залежи Шершневского месторождения) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 4. С. 107-114. DOI: 10.18799/24131830/2020/4/2598

32. *Вирстюк А.Ю., Микшина В.С.* Применение регрессионного анализа для оценки эффективности работы нефтяных скважин с парафинистой нефтью // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 1. С. 117-124. DOI: 10.18799/24131830/2020/1/2453

33. *Xiangzeng Wang, Xiangyang Qiao, Naizhe Mi, Ruogu Wang.* Technologies for the benefit development of low-permeability tight sandstone gas reservoirs in the Yan'an Gas Field, Ordos Basin // Natural Gas Industry B. 2019. Vol. 6. Iss. 3. P. 272-281. DOI: 10.1016/j.ngib.2018.11.017

34. *Абросимов А.А., Шеляго Е.В., Язынина И.В.* Обоснование репрезентативного объема данных фильтрационно-емкостных свойств для получения статистически достоверных петрофизических связей // Записки Горного института. 2018. Т. 233. С. 487-491. DOI: 10.31897/PMI.2018.5.487

35. *Wenrui Hu, Yi Wei, Jingwei Bao.* Development of the theory and technology for low permeability reservoirs in China // Petroleum Exploration and Development. 2018. Vol. 45. Iss. 4. P. 685-697. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30072-7

36. *Yassin M.R., Alinejad A., Asl T.S., Dehghanpour H.* Unconventional well shut-in and reopening: Multiphase gas-oil interactions and their consequences on well performance // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 215. Part B. № 110613. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110613

Авторы: **Д.А.Мартюшев,** *канд. техн. наук, доцент, martyushevd@inbox.ru, https://orcid.org/0000-0002-5745-4375* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*), **И.Н.Пономарева,** *д-р техн. наук, доцент, https://orcid.org/0000-0003-0546-2506* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*), **Вейджун Шен,** *PhD, доцент, https://orcid.org/0000-0003-3658-8670* (*Институт механики Китайской академии наук, Пекин, Китай*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0