

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

Сальникова Ольга Леонидовна¹,
olga_saln@mail.ru

Черных Ирина Александровна²,
Irina.Chernykh@lp.lukoil.com

Мартушев Дмитрий Александрович²,
martyushevdi@inbox.ru

Пономарева Инна Николаевна²,
permpolitech@gmail.com

¹ ПАО «Пермнефтегеофизика»,
Россия, 614090, г. Пермь, ул. Лодыгина, 34.

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

Актуальность работы обусловлена тем, что в условиях непрерывного ухудшения структуры запасов углеводородного сырья реализуются различные технологии их разработки, основанные, в том числе, на применении скважин сложной конструкции (горизонтальные скважины). Увеличение доли горизонтальных скважин в общем эксплуатационном фонде обуславливает актуальность научно-методологического обоснования технологий проведения исследований, комплексно учитывающих особенности строения коллектора и геометрию течения флюида. Наиболее полный объем геолого-промысловой информации может быть получен при комплексировании двух основных видов исследований – геофизических и гидродинамических. Проблематикой данных, по сути, косвенных методов исследований следует считать необходимость оценки достоверности их результатов и отсутствие подходов к снижению неопределенностей интерпретации, что особо актуально в условиях невозможности отбора керн в горизонтальных скважинах. В настоящей статье предложены возможные направления решения указанных проблем.

Цель: научное обоснование подходов к проведению исследований и интерпретации их результатов, позволяющих достоверно определять фильтрационные параметры продуктивных пластов при их эксплуатации горизонтальными скважинами.

Объект: сложнопостроенные турнейско-фаменские карбонатные коллектора месторождений Пермского края, эксплуатирующиеся горизонтальными скважинами.

Методы: геофизические и гидродинамические исследования скважин, лабораторные исследования керн, многомерное статистическое моделирование.

Результаты. Установлено, что в рассматриваемых условиях геофизические исследования, материалы которых интерпретированы в соответствии с алгоритмами для вертикальных скважин, не позволяют достоверно оценивать длину горизонтального участка ствола, обеспечивающего приток флюида, а также фильтрационные свойства коллектора. В свою очередь, определение фильтрационных свойств рекомендуется осуществлять при интерпретации данных гидродинамических исследований скважин. Алгоритмы современных методов интерпретации гидродинамических исследований, реализованные в распространенных программных продуктах, позволяют определять большой объем геолого-промысловых данных, в том числе ряд параметров, специфичных для горизонтальных скважин. Однако данная процедура сопровождается неопределенностями, например, в части выбора интерпретационных моделей. Выполненное многомерное статистическое моделирование позволило обосновать методологию достоверного определения фильтрационных свойств рассматриваемых пластов и подход по снижению неопределенностей при выборе интерпретационных моделей.

Ключевые слова:

горизонтальные скважины, сложнопостроенные карбонатные коллектора, геофизические исследования, гидродинамические исследования, многомерное статистическое моделирование.

Введение

В настоящее время в промышленную разработку вводится все большее количество активов, запасы которых по тому или иному признаку можно отнести к категории трудноизвлекаемых (ТРИЗ). На нефтяных месторождениях Пермского края отнесение запасов к указанной категории зачастую осуществляется в связи с низкой проницаемостью карбонатных коллекторов со сложным строением пустотного пространства [1].

Карбонатные коллектора имеют сложную структуру и вызывают большой научный интерес, при этом большое количество исследовательских задач остаются актуальными. Сложнопостроенный карбонатный коллектор включает различные комбинации систем матрикса, трещин и каверн и, таким образом, обладает неоднородными пористостью, проницаемостью, и характеризуется сложной геометрией течения флюидов [2]. Задача о течении жидкости через пористую среду коллектора представляет собой сложную инверсную структуру, которая

в некоторых случаях усугубляется неувеличиваемым поведением потока, характерным для карбонатов.

Эффективная выработка запасов углеводородов из сложнопостроенных карбонатных коллекторов осуществляется при реализации систем разработки, включающих горизонтальные скважины (скважины с горизонтальным окончанием ствола). При этом в настоящее время в недостаточной степени решены многие проблемы эксплуатации скважин такой конструкции, в том числе вопросы проведения их исследований и методологии интерпретации результатов. В условиях отсутствия технической возможности отбора керна из большинства горизонтальных скважин их геофизические (ГИС) и гидродинамические (ГДИ) исследования приобретают особо важное значение. При этом проведение и геофизических, и гидродинамических исследований в горизонтальных скважинах сопровождается определенными затруднениями.

За последние 25 лет проведено множество исследований, посвященных изучению фильтрации флюида к горизонтальным скважинам в сложнопостроенных коллекторах. В работе [3] авторы использовали коробчатую модель резервуара для анализа снижения и повышения давления в горизонтальных скважинах в анизотропных средах и выполнили анализ полулогарифмических кривых зависимости давления от времени. Кучук и др. [4] представили аналитические решения в режиме реального времени для горизонтальных скважин в коробчатых коллекторах и построили кривые давления и производной давления. Также авторы проанализировали поведение давления в горизонтальных скважинах в многопластовых коллекторах с попереженным перетоком и сформулировали аналитические решения. В работе [5] авторы представили модель горизонтальной скважины и модель скважины с трещинами как для коробчатых, так и для цилиндрических коллекторов, а также для коллекторов с однородными и двойными средами. В работе [6] автор изучил аналитическое стационарное решение однозондовых испытаний в горизонтальной скважине.

Проблематику геофизических исследований горизонтальных скважин можно условно разделить на две группы – обеспечение доставки и перемещения геофизических приборов (зондов) по горизонтальному участку ствола, а также адаптация подходов к интерпретации, необходимость которой обусловлена отличающимся направлением измерений. При этом проблематика адаптации подходов к интерпретации результатов измерений в настоящее время решена в недостаточной степени. Проблема доставки и перемещения приборов в настоящее время успешно решается с помощью специальных устройств, например, описанных в работах [7], либо за счет использования технологий LWD (Logging While Drilling – каротаж в процессе бурения). Так, наиболее информативные технологии LWD позволяют оценить структуру и емкостные свойства пустотного пространства, характер его насыщения. Важнейшая задача интерпретации ГИС – дифференциация вскрытой части разреза на коллектор/неколлектор, осуществляется с использованием подходов, аналогичных условно вертикаль-

ным скважинам. При этом горная порода относится к коллектору при превышении его пористости граничного значения, утвержденного при подсчете запасов. При этом в научных работах неоднократно отмечаются случаи, когда потокометрические исследования демонстрируют работу интервалов, ранее по данным ГИС отнесенных к неколлектору. В контексте исследований горизонтальных скважин данная проблема усугубляется вероятным влиянием гравитационных сил и вертикальной составляющей проницаемости.

При обобщении накопленного опыта проведения исследований в горизонтальных скважинах региона установлено, что зачастую комплексы LWD демонстрируют невысокую долю коллектора в общей проходке по пласту. Для примера на рис. 1 приведены результаты исследований, выполненных по технологии LWD, для скв. 328 (турнейско-фаменский объект) одного из месторождений Пермского края.

Как следует из анализа представленных данных, горизонтальный участок ствола на всей протяженности находится в пределах целевого продуктивного пласта. Однако сопоставление пористости интервалов с граничным значением, принятым для объекта равным 5 %, позволило отнести только 29 % вскрытой части к коллектору. При этом начальный дебит скважины превышает/соответствует проектному значению, рассчитанному без учета низкой доли коллектора во вскрытой части разреза [8].

Для исследования вероятных причин отмеченного явления привлечены материалы исследований керна (рис. 2), отобранного из расположенной в непосредственной близости условно вертикальной скважины.

В ходе исследований керна установлено, что коллектор целевого объекта представлен разнотерриторным известняком с микро-мелкозернистой структурой, в пределах образцов выделяются трещины, обычно полые, частично заполненные тонкодисперсным карбонатно-глинистым материалом. В целом структуру пустотного пространства следует охарактеризовать как сложную. Вероятно, сложное строение пустотного пространства является причиной отнесения высокой доли вскрытых горизонтальным стволом пород к непроницаемым (неколлектору).

При отсутствии керна и ограниченной информативности методов ГИС отдельно следует обозначить проблему определения и трактовки величины проницаемости в зонах дренирования горизонтальных скважин [9]. Подход, основанный на пересчете пустотности (пористости) карбонатных пород, определенной по ГИС, в проницаемость с использованием петрофизической зависимости, демонстрирует невысокую достоверность, что подтверждается выводами научных исследований [8]. В указанных условиях возрастает роль ГДИ как эффективного инструмента определения фильтрационных свойств коллекторов, в том числе коэффициента проницаемости. Направлением совершенствования методологии определения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов при их эксплуатации горизонтальными скважинами следует считать комплексирование LWD и гидродинамических исследований.

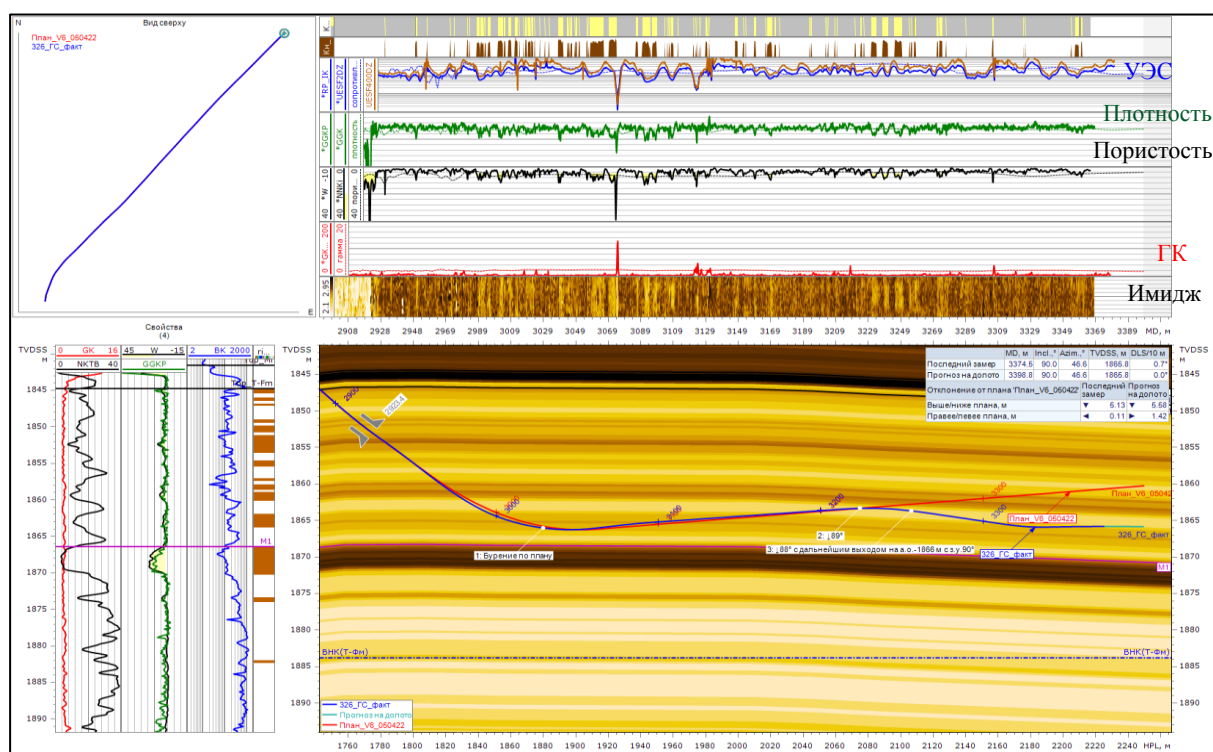


Рис. 1. Фактический геонавигационный разрез по горизонтальной скважине

Fig. 1. Actual geosteering section along a horizontal well

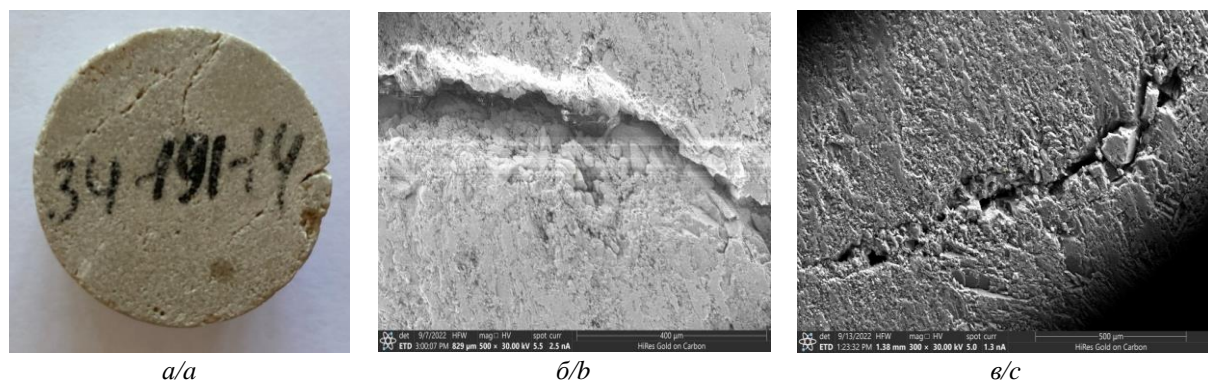


Рис. 2. Изображения образца керна целевого турнейско-фаменского объекта: а) общий вид; б, в) данные электронной микроскопии

Fig. 2. Images of the core sample of the considered carbonate object: a) general view; b, c) electron microscopy data

Современные алгоритмы интерпретации кривых восстановления давления (КВД), получаемых при ГДИ, реализованные, например, в программном комплексе Карра Workstation (либо аналоги), характеризуются существенно более высокой информативностью по сравнению с традиционными (графоаналитическими) методами. Основанием применения модели является специфический вид графика [10–12] в диагностических координатах, который, в свою очередь, обоснован исходя из особенностей геометрии притока флюида (рис. 3).

В данной статье особенности проведения и интерпретации ГДИ в горизонтальных скважинах проанализированы на примере турнейско-фаменского карбонатного объекта разработки одного из месторождений Пермского края. Специфической особенностью месторождения является реализация системы разра-

ботки, включающей в равных долях горизонтальные (16 ед.) и условно вертикальные скважины (16 ед.). Из общего количества исследований, выполненных на горизонтальных скважинах за весь период их эксплуатации, только 10 % кривых восстановления давления имеют вид, соответствующий теоретическим представлениям Карра Workstation. В остальных случаях график КВД не соответствует модели «горизонтальная скважина», реализованной в алгоритмах программного комплекса. Очевидно, обоснование методологии интерпретации таких кривых восстановления давления является актуальной задачей, в контексте решения которой возможны два направления: использование модели «вертикальная скважина» либо принудительное наложение модели «горизонтальная скважина» вопреки виду КВД.

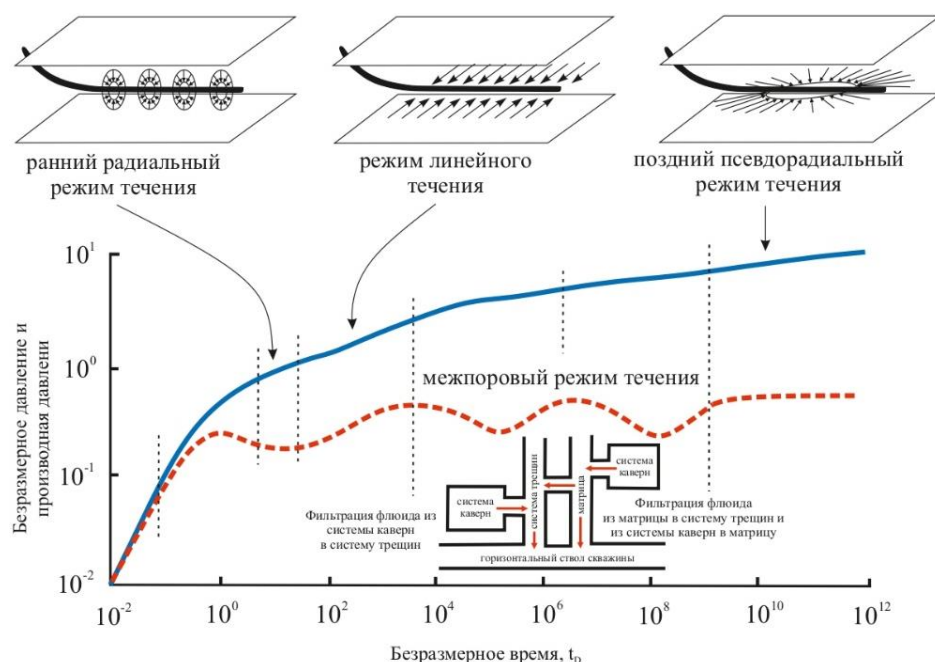


Рис. 3. Вид графика КВД в условиях сложной геометрии притока жидкости к горизонтальным скважинам [13–18]
Fig. 3. View of the pressure build-up schedule in conditions of complex geometry of fluid inflow to horizontal wells [13–18]

Интерпретация кривых восстановления давления, выполняемая в Kappa Workstation с применением модели «горизонтальная скважина», позволяет определять ряд специфических параметров, которые, вероятно, оказывают влияние на процессы фильтрации к горизонтальным стволам: анизотропия проницаемости, работающая длина горизонтального ствола, составляющие скин-фактора [19–21]. При интерпретации КВД с применением модели «вертикальная скважина» получают три основные характеристики гидродинамической системы «пласт–скважина»: проницаемость удаленной от скважины зоны пласта, скин-фактор и пластовое давление. Определение дополнительных параметров возможно при усложнении интерпретационной модели ствола скважины, пласта и его границ. Проницаемость, определяемая при использовании модели «вертикальная скважина», характеризует фильтрационные свойства пласта в горизонтальном (латеральном) направлении. При этом

геометрия течения к горизонтальным скважинам подразумевает перемещение флюида в вертикальном направлении, как следствие возникает вопрос о целесообразности определения вертикальной составляющей проницаемости коллектора [22–26].

Для решения указанной задачи в рамках настоящего исследования привлечены материалы тридцати исследований горизонтальных скважин методом восстановления давления. Каждая из КВД обработана в Kappa Workstation дважды, с наложением моделей «вертикальная скважина» и «горизонтальная скважина».

При этом следует отметить, что даже при отсутствии четко обозначенного участка билинейного потока на графике КВД использование модели «горизонтальная скважина» зачастую обеспечивает лучшую визуальную сходимость модельной и фактической КВД, что продемонстрировано на примере исследований одной скважины (рис. 4).

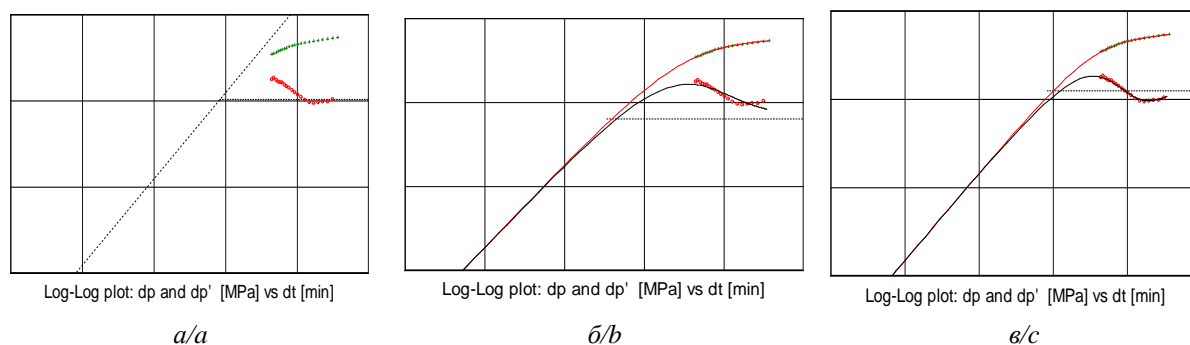


Рис. 4. Пример совмещения фактической и модельной КВД: а) фактическая КВД; б) совмещение фактической КВД с моделью «вертикальная скважина»; в) совмещение фактической КВД с моделью «горизонтальная скважина»

Fig. 4. Example of combining the actual and model pressure build-up: а) actual pressure build-up; б) combination of the actual pressure build-up with the «vertical well» model; в) combination of the actual pressure build-up with the «horizontal well» mode

На приведенной в качестве примера кривой восстановления давления (рис. 4, а) участок билинейного течения, соответствующий теоретическим представлениям, не выделяется в полной мере. Сравнительная интерпретация КВД показала наилучшее визуальное совмещение при использовании расчетной модели «горизонтальная скважина» (при прочих равных условиях).

Аналогичным образом, с использованием двух моделей, интерпретированы все кривые восстановления давления горизонтальных скважин месторождения. Результаты интерпретации дополнены геолого-технологическими характеристиками исследуемых скважин. Следует отметить, что гидродинамические параметры, определяемые при интерпретации одних и тех же данных с применением разных моделей, характеризуются существенными различиями. В этой связи в качестве одной из задач настоящего исследования сформулирована необходимость обосновать достоверность параметров, определяемых при обработке КВД с применением моделей «вертикальная скважина» и «горизонтальная скважина». Для решения поставленной задачи использован способ, описанный в [27], заключающийся в построении и анализе многомерных статистических моделей дебитов жидкости. Считается, что наиболее достоверные параметры обеспечивают преимущественную работоспособность статистических моделей.

Используемая выборка включала следующие параметры: $Q_{\text{ж}}$ – фактические дебиты жидкости; $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$ – пластовое и забойное давления; h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта; L – длина горизонтального участка ствола; $L_{\text{колл}}$ – длина горизонтального участка ствола, в пределах которого горная порода по ГИС отнесена к коллектору; результаты интерпретации КВД с применением модели «горизонтальная скважина» ($S_{\text{полн}}$, $S_{\text{геом}}$ – полный и геометрический скин-факторы; $k_{\text{латер}}$ – латеральная проницаемость; $k_{\text{аниз}}$ – коэффициент анизотропии проницаемости; $L_{\text{раб}}^{\text{ГС}}$ – длина горизонтальной участка ствола, обеспечивающего приток), результаты интерпретации КВД с применением модели «вертикальная скважина» (k – проницаемость; S – скин-фактор).

Первая многомерная модель дебитов ($Q_{\text{ж}}^{M1}$) построена при использовании в качестве исходных данных результатов интерпретации, полученных при выборе модели «горизонтальная скважина»:

$$Q_{\text{ж}}^{M1} = -1,724S_{\text{полн}} - 17,042k_{\text{аниз}} + 1,423h + 0,020L_{\text{раб}}^{\text{ГС}} + 8,679. \quad (1)$$

Модель характеризуется следующими статистическими оценками: коэффициент детерминации $R=0,80$; уровень значимости $p<0,000012$; стандартная ошибка расчета $S_0=5,8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Вторая многомерная модель дебитов ($Q_{\text{ж}}^{M2}$) построена при использовании в качестве исходных данных результатов интерпретации, полученных при выборе модели «вертикальная скважина»:

$$Q_{\text{ж}}^{M2} = -0,459S + 18,514, \quad (2)$$

при $R=0,45$; $p<0,012$; $S_0=8,4 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Необходимо отметить, что целью построения моделей (1), (2) является не получение работоспособных формул дебита, а сравнительная оценка методов интерпретации кривых восстановления давления. Стоит отметить, что выполненное многомерное статистическое моделирование позволяет оценить формирование дебита и выделить факторы, оказывающие на него наибольшее влияние [27].

При сравнительном анализе уравнений (1), (2) можно сделать следующие основные выводы:

- гидродинамические параметры, определяемые при интерпретации КВД с использованием модели «горизонтальная скважина» оказывают существенно большее влияние на дебиты скважин, что свидетельствует о предпочтительности данного подхода;
- исходя из предыдущего вывода, можно сделать заключение о том, что даже при отличии графика КВД от теоретического для горизонтальной скважины вида его интерпретацию необходимо выполнять с применением модели «горизонтальная скважина».

Исходя из приоритетной работоспособности уравнения (1), представляется актуальным анализ включенных в него параметров. Уравнение включает практически все специфические параметры, определяемые при интерпретации с применением модели «горизонтальная скважина». Следует отметить, что в уравнении отсутствуют проницаемости в различных направлениях, но включен коэффициент их анизотропии, что подтверждает теорию сферичности фильтрационных потоков к горизонтальным скважинам и подчеркивает целесообразность ее учета при проектировании разработки месторождений. Латеральная проницаемость, определяемая при интерпретации с использованием модели «вертикальная скважина», не включена в результирующее уравнение притока, что также подтверждает обозначенный вывод.

Включение параметра $L_{\text{раб}}^{\text{ГС}}$ в уравнение (1) свидетельствует о достоверности его определения. Однако необходимо отметить, что его значения, определенные при интерпретации КВД, зачастую превышают фактическую длину горизонтального участка ствола. Например, для скважин рассматриваемого объекта разработки среднее значение фактической длины горизонтального участка ствола составляет 250 м, а среднее значение параметра $L_{\text{раб}}^{\text{ГС}}$ равно 602 м. Данная проблема требует детального изучения, что будет выполнено в ходе дальнейших исследований. В качестве наиболее вероятной гипотезы можно предположить, что параметр $L_{\text{раб}}^{\text{ГС}}$ является размером латеральной проекции зоны дренирования пласта горизонтальной скважиной [28]. Например, в известной формуле Joshi данная величина представляет собой большую полуось эллипса, аналогичного радиусу контура питания $R_{\text{к}}$.

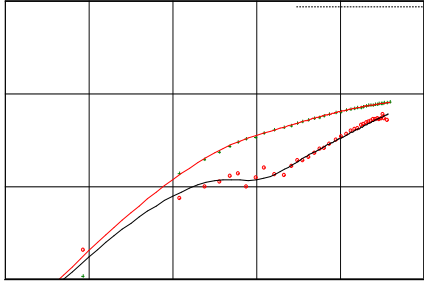
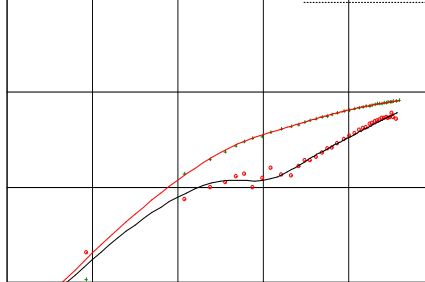
В контексте полученного вывода о целесообразности принудительного использования модели «горизонтальная скважина» необходимо отметить еще одну проблему интерпретации кривых восстановления

давления в современных программных продуктах, такую как высокая степень неопределенности принятия решений. Одним из главных принципов выбора комплексной интерпретационной модели (влияние ствола скважины – скважина – пласт – граница пласта) является обеспечение наилучшего совмещения с фактической кривой восстановления давления, что оценива-

ется специалистом на визуальном уровне. При этом зачастую разные модели обеспечивают одинаковую сходимость с фактическими данными, но с существенно различающимися результатами. В качестве примера в таблице приведены сравнительные результаты интерпретации КВД одной из скважин с применением двух различных моделей.

Таблица. Сравнение результатов интерпретации кривых восстановления давления

Table. Comparison of the results of interpretation of the pressure recovery curves.

Критерий/Criterion	Модель 1/Model 1	Модель 2/Model 2
Визуальное совмещение Visual alignment		
Проницаемость k , мкм ² Permeability k , μm^2	0,16	8,20
Скин-фактор S , б/р Skin factor S , dimensionless	–9,01	–0,03
Пластовое давление P_i , МПа Reservoir pressure P_i , MPa	9,86	8,31
Пластовое давление (графоаналитический метод произведения) Reservoir pressure (graphic-analytical product method)	8,37	

В обоих случаях в ходе интерпретации удалось добиться высокой степени совмещения кривых с применением различных инструментов. Как следствие, результаты интерпретации различны. Для снижения неопределенностей при выборе моделей предлагается сравнивать результаты интерпретации с данными, полученными принципиально другим путем. Применяемые ранее графоаналитические методы интерпретации позволяют довольно устойчиво определять величину пластового давления, например, методом произведения [29]. Соответственно, дополнительная интерпретация КВД методом произведения не является трудозатратным мероприятием, но ее практическое применение позволит оперативно устранить неопределенности при выборе интерпретационных моделей. Так, для рассматриваемой скважины величина пластового давления по методу произведения составляет 8,37 МПа, что соответствует результатам интерпретации с использованием модели 2.

Заключение

Эксплуатация сложнопостроенных карбонатных коллекторов горизонтальными скважинами сопровождается проблематикой определения фильтрационных свойств продуктивных пластов.

В условиях отсутствия технической возможности отбора керна затрудняется определение проницаемо-

сти посредством пересчета и пористости, определенной по ГИС, что способствует повышению значимости гидродинамических исследований.

Практическое применение современных методов интерпретации кривых восстановления давления сопровождается рядом неопределенностей. В ходе выполненных исследований доказано, что даже при несоответствии графика КВД горизонтальной скважины теоретическим представлениям целесообразно использовать интерпретационную модель «горизонтальная скважина».

Выполненная статистическая обработка промысловых данных позволила подтвердить теоретическое представление о сферичности фильтрационных потоков к горизонтальным скважинам, о значимом влиянии анизотропии проницаемости на процессы фильтрации и целесообразности ее практического определения.

В качестве инструмента для снижения неопределенности выбора интерпретационных моделей предлагается дополнять интерпретацию КВД графоаналитическим методом произведения.

Исследование проведено при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках реализации программы деятельности научно-образовательного центра мирового уровня «Рациональное недропользование».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Study of void space structure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography, electron microscopy, and well testing / D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva, A.S. Chukhlov, S. Davoodi, B.M. Osovetsky, K.P. Kazymov, Y. Yang // *Marine and Petroleum Geology*. – 2023. – V. 151. – 106192. URL: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106192> (дата обращения 15.11.2022).
2. Чучалина К.Ю., Коровин М.О. Особенности петрофизических свойств сложнопостроенных карбонатных толщ по комплексным геофизическим данным // *Известия томского политехнического университета. инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 7. – С. 107–113. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/7/3268> (дата обращения 15.11.2022).
3. Goode P.A., Thambynayagam R.K.M. Pressure drawdown and buildup analysis of horizontal wells in anisotropic media. // *Transactions of the AIME*. – 1987. – V. 283. – P. 683–697.
4. Pressure-Transient Behavior of Horizontal Wells With and Without Gas Cap or Aquifer / F.J. Kuchuk, P.A. Goode, D.J. Wilkinson, R.K.M. Thambynayagam. // *SPE Formation Evaluation*. – 1991. – V. 6. – Iss. 1. – P. 86–94. URL: <https://doi.org/10.2118/17413-PA> (дата обращения 15.11.2022).
5. Ozkan, E., Raghavan, R., Joshi, S.D. Horizontal well pressure analysis // *SPEFE*. – 1989. – P. 567.
6. Rakesh Kumar Pandey, Anil Kumar, Ajay Mandal. A robust deep structured prediction model for petroleum reservoir characterization using pressure transient test data // *Petroleum Research*. – 2021. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.09.003> (дата обращения 15.11.2022).
7. Технологии геофизических исследований бурящихся и эксплуатируемых горизонтальных скважин / А.В. Шумилов, В.И. Костицын, А.Д. Савич, О.Л. Сальникова, И.Ф. Шумский, Д.А. Будник // *Нефтяное хозяйство*. – 2018. – № 2. – С. 48–52. URL: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-2-48-52> (дата обращения 15.11.2022).
8. Бергенов С.У., Чернова О.С., Зипир М.Г. Методика оценки ожидаемых запусковых дебитов горизонтальных скважин на примере газоконденсатных месторождений // *Известия томского политехнического университета. инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 207–212. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2563> (дата обращения 15.11.2022).
9. Application of deep learning on well-test interpretation for identifying pressure behavior and characterizing reservoirs / Peng Dong, Zhiming Chen, Xinwei Liao, Wei Yu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – V. 208 (P. E). – 109264. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109264> (дата обращения 15.11.2022).
10. Диагностические критерии выделения фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин / В.Л. Сергеев, В.Х. Донг, Д.Э. Хагай, А.В. Игнатенко // *Известия томского политехнического университета. инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 181–187. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/2/2504> (дата обращения 15.11.2022).
11. Сергеев В.Л., Донг В.Х., Фам Д.А. Адаптивная интерпретация результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин на прогнозирующих моделях // *Известия томского политехнического университета. инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 165–172. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/1/62> (дата обращения 15.11.2022).
12. Сергеев В.Л., Донг В.Х. Идентификация фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта // *Известия томского политехнического университета. инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 103–110. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/3/171> (дата обращения 15.11.2022).
13. Single- and two-phase flow model in low-permeability reservoir / Song Fuquan, Song Xingxing, Wang Yong, Sun Yeheng // *Petroleum*. – 2019. – V. 5. – Iss. 2. – P. 183–190. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.05.004> (дата обращения 15.11.2022).
14. A high-resolution numerical well-test model for pressure transient analysis of multistage fractured horizontal wells in naturally fractured reservoirs / Hui Liu, Xinwei Liao, Xiaoliang Zhao, Luyang Sun, Xuefeng Tang, Lin Zhao // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – V. 208 (P. B). – 109417. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109417> (дата обращения 15.11.2022).
15. Analyzing Pressure Interference Between Horizontal Wells During Fracturing / Puneet Seth, Ripudaman Manchanda, Ashish Kumar, Mukul M. Sharma // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 204. – 108696. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108696> (дата обращения 15.11.2022).
16. A well test model based on embedded discrete-fracture method for pressure-transient analysis of fractured wells with complex fracture networks / Hui Liu, Xinwei Liao, Xuefeng Tang, Zhiming Chen, Xiaoliang Zhao, JianDong Zou // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 196. – 108042. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108042> (дата обращения 15.11.2022).
17. Geological interpretation of channelized heterolithic beds through well test analysis / R. Osorio, A. Sharifi Haddad, E. Stephens, H. Hamidi // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – V. 158. – P. 516–528. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.078> (дата обращения 15.11.2022).
18. Analytical solutions for injectivity and falloff tests in stratified reservoirs with multilateral horizontal wells / Renan Vieira Bela, Sinesio Pesco, Abelardo Borges, Barreto Jr., Mustafa Onur // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 197. – 108116. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108116> (дата обращения 15.11.2022).
19. Renan Vieira Bela, Sinesio Pesco, Abelardo Borges Barreto Jr. Impulse functions applied to compute pressure change during injectivity tests // *Fuel*. – 2022. – V. 310 (P. B). – 122392. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122392> (дата обращения 15.11.2022).
20. Well testing interpretation for horizontal well with hydraulic fractures and interconnected micro-fractures / Xuefeng Tang, Zhiming Chen, Hongyang Chu, Xinwei Liao, Haoshu Chen, Jiali Zhang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 179. – P. 546–557. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.074> (дата обращения 15.11.2022).
21. A new production decline model for horizontal wells in low-permeability reservoirs / Pingyou Li, Mingqiang Hao, Jinghong Hu, Zhixing Ru, Zhiping Li // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 171. – P. 340–352. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.059> (дата обращения 15.11.2022).
22. A modeling study of the productivity of horizontal wells in hydrocarbon-bearing reservoirs: effects of fracturing interference / Lei Huang, Peijia Jiang, Xuyang Zhao, Liang Yang, Jiaying Lin, Xuyang Guo // *Geofluids*. – 2021. – V. 2021. – 2168622. URL: <https://doi.org/10.1155/2021/2168622> (дата обращения 15.11.2022).
23. A new evaluation of skin factor in inclined wells with anisotropic permeability / E. Abobaker, A. Elsanooze, F. Khan, M.A. Rahman, A. Aborig, K. Noah // *Energies*. – 2021. – V. 14 (17). – P. 5585. URL: <https://doi.org/10.3390/en14175585> (дата обращения 15.11.2022).
24. Combining experimental and logging data for calculation of the true skin factor of a horizontal well / Yongxin Ma, Mingjun Li, Yao Li, Peng Liu, Binghua Yang, Hongyi Gao // *Energy Science and Engineering*. – 2021. – V. 9. – Iss. 9. – P. 1385–1393. URL: <https://doi.org/10.1002/ese3.899> (дата обращения 15.11.2022).
25. Pressure transient analysis of horizontal wells in multibranched fault-karst carbonate reservoirs: Model and application in SHB oilfield / Wenyang Shi, Jian Chen, Lei Tao, Yongchuan Liu, Jiajia Bai, Zhenglin Jiang, Qingjie Zhu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – 111167. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111167> (дата обращения 15.11.2022).
26. Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Govindarajan S.K. A new approach to predict the formation pressure using multiple regression analysis: case study from Sukharev oil field reservoir – Russia // *Journal of King University – Engineering Sciences*. – 2022. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2022.03.005> (дата обращения 15.11.2022).
27. 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. URL: <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.7> (дата обращения 15.11.2022).
28. Searching for reservoirs with bypassed oil using well tests and mathematical modeling / P.V. Kryganov, I.V. Afanaskin, S.G. Volpin, M.Yu. Akhupkin, P.V. Yalov // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 206. – 109077. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109077> (дата обращения 15.11.2022).
29. Пономарева И.Н. К обработке кривых восстановления давления низкопродуктивных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 78–79.

Поступила: 01.12.2022 г.

Прошла рецензирование: 13.12.2022 г.

Информация об авторах

Сальникова О.Л., главный геолог ПАО «Пермнефтегеофизика».

Черных И.А., кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Мартюшев Д.А., кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Пономарева И.Н., доктор технических наук, доцент, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

FEATURES OF DETERMINING FILTRATION PARAMETERS OF COMPLEX CARBONATE RESERVOIRS AT THEIR OPERATION BY HORIZONTAL WELLS

Olga L. Salnikova¹,
olga_saln@mail.ru

Irina A. Chernykh²,
Irina.Chernykh@lp.lukoil.com

Dmitriy A. Martyushev²,
martyushevd@inbox.ru

Inna N. Ponomareva²,
permpolitech@gmail.com

¹ PJSC «Permneftegeofizika»,
34, Lodygin street, Perm, 614090, Russia.

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

The relevance of the research is caused by the fact that in the conditions of continuous deterioration in the structure of hydrocarbon reserves, complex technologies for their development are being implemented, based, among other things, on the use of wells of complex design (horizontal wells). The increase in the share of horizontal wells in the total operating stock determines the relevance of the scientific and methodological justification of research technologies that comprehensively take into account the structural features of the reservoir and the geometry of the fluid flow. The most complete volume of geological and field information can be obtained by combining two main types of research – geophysical and hydrodynamic. The problem of data, in fact, of the indirect research methods, should be considered the need to assess the reliability of their results and the lack of approaches to reduce interpretation uncertainties, which is especially important in the conditions of the impossibility of coring in horizontal wells. This article proposes possible directions for solving these problems.

The main aim of the study is the scientific substantiation of approaches to research and interpretation of their results, allowing reliably determining the filtration parameters of productive formations during their operation with horizontal wells.

Object: complex Tournaisian-Famenian carbonate reservoirs in Perm region, operated by horizontal wells.

Methods: geophysical and hydrodynamic studies of wells, laboratory core studies, multivariate statistical modeling.

Results. It has been established that geophysical studies (interpretation was made in accordance with the algorithms for vertical wells) do not allow reliably estimating the length of the horizontal section of the wellbore and the filtration properties of the reservoir. It is recommended to determine the filtration properties when interpreting the data of hydrodynamic studies of wells. Algorithms of modern methods of interpretation of hydrodynamic studies, implemented in common software products, allow you to determine a large amount of geological and field data, including a number of parameters specific to horizontal wells. However, this procedure is accompanied by uncertainties, for example, in terms of the choice of interpretation models. The performed multivariate statistical modeling made it possible to substantiate the methodology for reliably determining the filtration properties of the reservoirs under consideration and the approach to reduce uncertainties when choosing interpretation models.

Key words:

horizontal wells, complex carbonate reservoirs, geophysical surveys, hydrodynamic surveys, multivariate statistical modeling.

This research was carried out with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation in the framework of the program of activities of the Perm Scientific and Educational Center «Rational Subsoil Use».

REFERENCES

1. Martyushev, D.A., Ponomareva, I.N., Chukhlov, A.S., Davoodi, S., Osovetsky, B.M., Kazymov, K.P., Yang, Y. Study of void space structure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography, electron microscopy, and well testing. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, vol. 151, 106192. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106192> (accessed 15 November 2022).
2. Chuchalina K.Yu., Korovin M.O. Specific features of petrophysical properties of complex carbonate reservoir by complex geophysical data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 7, pp. 107–113. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/7/3268> (accessed 15 November 2022).
3. Goode P.A., Thambynayagam R.K.M. Pressure drawdown and buildup analysis of horizontal wells in anisotropic media. *Transactions of the AIME*, 1987, vol. 283, pp. 683–697.
4. Kuchuk F.J., Goode P. A., Wilkinson D.J., Thambynayagam R.K.M. Pressure-Transient Behavior of Horizontal Wells With and Without Gas Cap or Aquifer. *SPE Formation Evaluation*, 1991, vol. 6, iss. 1, pp. 86-94. Available at: <https://doi.org/10.2118/17413-PA> (accessed 15 November 2022).
5. Ozkan, E., Raghavan, R., Joshi, S.D. Horizontal well pressure analysis. *SPEFE*, 1989, p. 567.
6. Rakesh Kumar Pandey, Anil Kumar, Ajay Mandal. A robust deep structured prediction model for petroleum reservoir characterization using pressure transient test data. *Petroleum Research*, 2021. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.09.003> (accessed 15 November 2022).
7. Shumilov A.V., Kostitsyn V.I., Savich A.D., Salnikova O.L., Shumsky I.F., Budnik D.A. Logging techniques for horizontal

- wells under drilling and operation. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2019, no. 2, pp. 48–52. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-2-48-52> (accessed 15 November 2022).
8. Bergenov S.U., Chernova O.S., Zipir M.G. Methodology for assessing the expected starting flow rates of horizontal wells in gas and gas condensate fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 3, pp. 207–212. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2563> (accessed 15 November 2022).
 9. Peng Dong, Zhiming Chen, Xinwei Liao, Wei Yu. Application of deep learning on well-test interpretation for identifying pressure behavior and characterizing reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208 (P. E), 109264. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109264> (accessed 15 November 2022).
 10. Sergeev V.L., Van Hoang D., Khagay D.E., Ignatenko A.V. Diagnostic criteria for identification of filtration flows during horizontal well tests. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 181–187. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/2/2504> (accessed 15 November 2022).
 11. Sergeev V.L., Van Hoang D., An P.D. Adaptive interpretation of the results of horizontal well production testing using forecasting models. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 165–172. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/1/62> (accessed 15 November 2022).
 12. Sergeev V.L., Van Hoang D. Identification of filtration flow regimes in hydrodynamic studies of horizontal wells with hydraulic fractures. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 3, pp. 103–110. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/3/171> (accessed 15 November 2022).
 13. Song Fuquan, Song Xingxing, Wang Yong, Sun Yeheng. Single- and two-phase flow model in low-permeability reservoir. *Petroleum*, 2019, vol. 5, Iss. 2, pp. 183–190. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.05.004> (accessed 15 November 2022).
 14. Hui Liu, Xinwei Liao, Xiaoliang Zhao, Luyang Sun, Xuefeng Tang, Lin Zhao. A high-resolution numerical well-test model for pressure transient analysis of multistage fractured horizontal wells in naturally fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208 (P. B), 109417. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109417> (accessed 15 November 2022).
 15. Puneet Seth, Ripudaman Manchanda, Ashish Kumar, Mukul M. Sharma. Analyzing Pressure Interference Between Horizontal Wells During Fracturing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 204, 108696. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108696> (accessed 15 November 2022).
 16. Hui Liu, Xinwei Liao, Xuefeng Tang, Zhiming Chen, Xiaoliang Zhao, JianDong Zou. A well test model based on embedded discrete-fracture method for pressure-transient analysis of fractured wells with complex fracture networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 196, 108042. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108042> (accessed 15 November 2022).
 17. Rafael Osorio, Amin Sharifi Haddad, Ed Stephens, Hossein Hamidi. Geological interpretation of channelized heterolithic beds through well test analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 158, pp. 516–528. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.078> (accessed 15 November 2022).
 18. Renan Vieira Bela, Sinesio Pesco, Abelardo Borges Barreto Jr., Mustafa Onur. Analytical solutions for injectivity and falloff tests in stratified reservoirs with multilateral horizontal wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 197, 108116. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108116> (accessed 15 November 2022).
 19. Renan Vieira Bela, Sinesio Pesco, Abelardo Borges Barreto Jr. Impulse functions applied to compute pressure change during injectivity tests. *Fuel*, 2022, vol. 310 (P. B), 122392. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122392> (accessed 15 November 2022).
 20. Xuefeng Tang, Zhiming Chena, Hongyang Chu, Xinwei Liao, Haoshu Chen, Jiali Zhang. Well testing interpretation for horizontal well with hydraulic fractures and interconnected micro-fractures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 179, pp. 546–557. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.074> (accessed 15 November 2022).
 21. Pingyou Li, Mingqiang Hao, Jinghong Hu, Zhixing Ru, Zhiping Li. A new production decline model for horizontal wells in low-permeability reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 171, pp. 340–352. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.059> (accessed 15 November 2022).
 22. Lei Huang, Peijia Jiang, Xuyang Zhao, Liang Yang, Jiaying Lin, Xuyang Guo. A modeling study of the productivity of horizontal wells in hydrocarbon-bearing reservoirs: effects of fracturing interference. *Geofluids*, 2021, vol. 2021, 2168622. Available at: <https://doi.org/10.1155/2021/2168622> (accessed 15 November 2022).
 23. Abobaker E., Elsanouse A., Khan F., Rahman M.A., Aborig A., Noah K. A new evaluation of skin factor in inclined wells with anisotropic permeability. *Energies*, 2021, vol. 14 (17), pp. 5585. Available at: <https://doi.org/10.3390/en14175585> (accessed 15 November 2022).
 24. Yongxin Ma, Mingjun Li, Yao Li, Peng Liu, Binghua Yang, Hongyi Gao. Combining experimental and logging data for calculation of the true skin factor of a horizontal well. *Energy Science and Engineering*, 2021, vol. 9, Iss. 9, pp. 1385–1393. Available at: <https://doi.org/10.1002/ese3.899> (accessed 15 November 2022).
 25. Wenyang Shi, Jian Chen, Lei Tao, Yongchuan Liu, Jiajia Bai, Zhenglin Jiang, Qingjie Zhu. Pressure transient analysis of horizontal wells in multibranch fault-karst carbonate reservoirs: model and application in SHB oilfield. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 111167. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111167> (accessed 15 November 2022).
 26. Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Govindarajan S.K. A new approach to predict the formation pressure using multiple regression analysis: case study from Sukharev oil field reservoir – Russia. *Journal of King University – Engineering Sciences*, 2022. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2022.03.005> (accessed 15 November 2022).
 27. Galkin V.I., Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Chernykh I.A. Developing features of the near-bottomhole zones in productive formations at fields with high gas saturation of formation oil. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 249, pp. 386–392. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.7> (accessed 15 November 2022).
 28. Kryganov P.V., Afanaskin I.V., Volpin S.G., Akhapiin M.Yu., Yalov P.V. Searching for reservoirs with bypassed oil using well tests and mathematical modeling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 206, 109077. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109077> (accessed 15 November 2022).
 29. Ponomareva I.N. For processing of recovery curves of pressure of low-productive wells. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2010, no. 6, pp. 78–79. In Rus.

Received: 1 December 2022.
Reviewed: 13 December 2022.

Information about the authors

Olga L. Salnikova, chief geologist, PJSC «Permneftegeofizika».

Irina A. Chernykh, Cand. Sc., assistant professor, Perm National Research Polytechnic University.

Dmitriy A. Martyushev, Cand. Sc., assistant professor, Perm National Research Polytechnic University.

Inna N. Ponomareva, Cand. Sc., assistant professor, Perm National Research Polytechnic University.