

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОСРЕДСТВОМ ПРИМЕНЕНИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫХ МЕТОДИК ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

**М.В. Латышева, Ю.В. Устинова, В.В. Кашеварова, Д.В. Потехин**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть» в г. Перми, Пермь, Россия

Рассмотрена проблема гидродинамического моделирования турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения. Характерной особенностью залежи является низкая проницаемость коллектора и наличие зон трещиноватости. Проведение гидродинамических исследований в таких условиях осложняется высокой продолжительностью периода восстановления давления, и зачастую полученные графики характеризуются отсутствием выраженных участков, соответствующих модели радиального течения. Показано, что обработка таких кривых восстановления давления (КВД) приводит к получению некорректных параметров пласта (проницаемости и скин-фактора), а их использование при создании геолого-гидродинамической модели, в свою очередь к ее недостоверности. В качестве решения указанной проблемы в статье предложено использование методов обработки данных гидродинамических исследований, учитывающих постэксплуатационный приток, существенное влияние которого в течение продолжительного времени и приводит к затруднениям в интерпретации кривых восстановления давления с использованием стандартных подходов. В частности, проанализированы возможности интегрального метода учета переменного постэксплуатационного притока Г.И. Баренблатта и др. Установлено, что метод показывает устойчивые результаты даже в условиях значительной недовосстановленности забойного давления. Для оценки состояния призабойных зон пластов (ПЗП) в таких случаях предложено использование известного метода детерминированных моментов давления. Следующий фактор, осложняющий форму графиков КВД, трещиноватость коллектора в зоне дренирования – предложено учитывать с применением методик Уоррена – Рута, положительный опыт применения которых для изучения трещиноватости турнейско-фаменских коллекторов нефтяных месторождений, приуроченных к Соликамской депрессии, в целом, и Озерного месторождения в частности, достаточно полно освещен в научной литературе. Применение предложенных методов обработки КВД позволит в значительной степени повысить эффективность гидродинамического моделирования за счет повышения качества исходных данных, что проиллюстрировано на примере адаптации истории разработки скважин Озерного месторождения.

**Ключевые слова:** геолого-гидродинамическая модель, адекватность модели, адаптация модели, дебит жидкости, турнейско-фаменская залежь, низкопроницаемый коллектор, трещиноватость, кривая восстановления давления, программы интерпретации КВД, недовосстановленная КВД, методы обработки КВД, интегральный метод, методика Уоррена – Рута.

## IMPROVEMENT OF HYDRODYNAMIC SIMULATION USING ADVANCED TECHNIQUES OF HYDRODYNAMIC WELL DATA PROCESSING (EXEMPLIFIED BY OZERNOE FIELD)

**M.V. Latysheva, Iu.V. Ustinova, V.V. Kashevarova, D.V. Potekhin**

The Perm Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” PermNIPIneft, Perm, Russian Federation

The paper is devoted to the issue of hydrodynamic simulation of the Tournaisian-Famennian reserves of the Ozernoe field. Low permeability of the collector and presence of fractured zones is a typical feature of the field. Conducting hydrodynamic research in such conditions is aggravated by long duration of the pressure recovery period; the produced graphs are characterized by absence of the typical areas corresponding to the model of the radial flow. It is shown that processing of such pressure build up curves (PBC) leads to incorrect parameters of a layer (permeability and skin-factor). Their usage in designing geology-hydrodynamic model makes it invalid. To solve the above problem the paper suggests the techniques for processing the data of hydrodynamic studies, taking account of post-operation flow which major impact during the long period hinders interpretation of PBC by conventional methods. In particular, a possibility of integrated technique of post-operation flow analysis offered by G.I. Barenblatt et al. is assessed. It is found that the technique demonstrates consistent results even in the conditions of incomplete bottom hole pressure build up. To assess the condition of the bottom-hole areas in such cases the method of the determined pressure points is recommended. Another factor complicating the shape of PBCs, i.e. fracturing of the reservoir within the drainage area should be measured using Warren-Root techniques. The literature contains broad experience of successful application of the techniques to research into fracturing of the Tournaisian-Famennian reservoirs of oil fields linked to the Solikamskaya depression as a whole and the Ozernoe field in particular. Application of the presented methods of PBC processing allows considerable improvement of hydrodynamic simulation due to better input data, which is exemplified by adaptation of the Ozernoe wells development history.

**Keywords:** geology-hydrodynamic model, model validity, model adaptation, flow rate, Tournaisian-Famennian deposit, low-permeability reservoir, fracturing, pressure build up curve, PBC processing software, incomplete PBC, PBC processing techniques, integrated method, Warren-Root technique.

## Введение

Одним из главных условий создания адекватных геолого-гидродинамических моделей нефтяных залежей<sup>1</sup> является использование достоверных исходных данных о фильтрационных характеристиках пластов в целом и коэффициентах проницаемости в частности. Использование некорректных значений проницаемости не только снижает адекватность модели, но и приводит к получению заведомо недостоверных значений показателей разработки.

В настоящее время при геолого-гидродинамическом моделировании проницаемость принимается по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИ). Многообразие существующих способов интерпретации данных ГДИ обуславливает необходимость тщательного анализа их результатов.

Особое внимание следует уделять анализу материалов исследований скважин в сложнопостроенных коллекторах, например в рифовых известняках турнейско-фаменского возраста нефтяных месторождений Соликамской депрессии. В качестве примера в данной работе рассматривается приуроченная к турнейским, фаменским и франским отложениям нефтяная залежь Озерного месторождения.

Чрезвычайная сложность строения верхнедевонского карбонатного резервуара Озерного месторождения отмечается многими исследователями и специалистами [1–3], что связано прежде всего с условиями седиментации, которые привели к чередованию по площади и по разрезу коллекторов различной емкости и различной структуры пустотного пространства. Особую сложность строению придает вероятное наличие в пласте системы трещин, характеристики которых изучены недостаточно полно [1, 2, 4].

Следует отметить, что рассматриваемые коллекторы не в полной мере освещены керновым материалом, что затрудняет детальное изучение особенностей строения залежи и снижает достоверность других методов исследования, базирующихся на результатах исследования керна. В этой связи значительно возрастает роль гидродинамических исследований как способа получения дополнительной информации о строении и свойствах коллектора.

## Анализ материалов гидродинамических исследований

Рассматриваемая в настоящей работе залежь достаточно полно освещена в гидродинамических исследованиях, за период с 2011 по 2015 г. исследованы 77 скважин. Наиболее распространенным для объекта способом исследования добывающих скважин является метод восстановления давления (уровня), и за рассматриваемый период проведено 110 таких исследований. Интерпретация результатов исследований выполнена с применением программных продуктов: 70 % исследований с применением программы «ИРИС» (разработчик – ПермНИПИнефть), 30 % – в программном комплексе SAPHIR (KAPPA Ing.). Во всех случаях применения программы «ИРИС» интерпретация проведена путем обработки кривой восстановления давления (КВД) в полулогарифмических координатах с определением проницаемости удаленной зоны пласта и скин-фактора.

Отличительной особенностью процесса исследований скважин рассматриваемого объекта является весьма высокая продолжительность процесса восстановления давления; значение которой изменяется от 59 до 1167 ч, составляя в среднем 361 ч (15 сут). При этом полное восстановление забойного давления до величины пластового не отмечено ни в одном случае; средняя степень восстановления, определяемая как отношение заключительного измеренного забойного

<sup>1</sup> Tempest-MORE. Руководство пользователя 7.0, Roxar, 2013. 1655 с.

давления к величине пластового, определенному расчетным путем, составляет 90,5 %. По мнению исследователей [5, 6], столь низкая степень восстановления давления при исследовании обуславливает вероятные затруднения с интерпретацией в полулогарифмических координатах, поскольку полноценный прямолинейный участок еще окончательно не сформировался. Обработка же недовосстановленной КВД таким способом может привести к получению сильно заниженных величин проницаемости и скин-фактора.

В качестве примера на рис. 1 приведена кривая восстановления давления скв. 469. При проведении исследования в течение 15 сут давление в скважине восстановилось на 98,2 % от пластового, определенного впоследствии методом произведения.

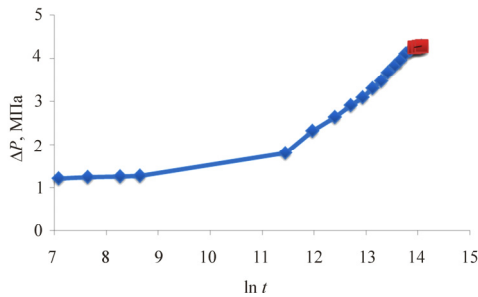


Рис. 1. КВД скв. 469 в полулогарифмических координатах

На графике выделен прямолинейный участок, включающий заключительные четыре точки кривой. Величина уклона этого участка и определенные по нему значения проницаемости пласта в удаленной зоне и скин-фактора представлены в таблице. Также в данной таблице приведены результаты оценки проницаемости и скин-фактора по «усеченной» КВД, заключительной точкой на которой является забойное давление, составляющее примерно 90,5 % от рассчитанного пластового.

Как следует из таблицы, в данном случае обработка недовосстановленной КВД приведет к занижению проницаемости пласта более чем в четыре раза; скин-

Результаты обработки полной и «усеченной» КВД скв. 469 методом касательной

№ п/п	Параметр	Значение для	
		полной КВД	«усеченной» КВД
1	Уклон, МПа	0,227	1,023
2	Гидропроводность, $m^2 \cdot m / (Па \cdot c)$	1,58E-11	3,51E-12
3	Проницаемость УЗП, $мкм^2$	0,0038	0,0009
4	Скин-фактор, б/разм.	1,74	-4,85

фактор же примет значение, приводящее к ложной трактовке состояния призабойной зоны. Столь сильно отрицательные значения величины скин-фактора довольно сложно объяснить физически, особенно если на скважине перед исследованием не проводились специальные геологотехнические мероприятия (например, гидроразрыв), и вероятной причиной следует все-таки считать не сильное улучшение состояния призабойной зоны, а некорректное определение его численного значения.

При этом необходимо отметить, что при интерпретации материалов исследования скважин турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения очень часто получают сильно отрицательные величины скин-фактора: более чем в 30 % всех исследований в период с 2000 г. получены значения меньше -3; а в 7 % случаев - меньше -5.

**Предложения по совершенствованию интерпретации данных гидродинамических исследований**

Естественным путем решения обозначенной проблемы является увеличение продолжительности исследований до достижения полного восстановления забойного давления, но данный подход приведет к увеличению и так немалых потерь добычи вследствие простоя скважин, что в современных экономических условиях практически неприемлемо.

В качестве альтернативного варианта решения проблемы можно рассматривать применение других подходов к интерпретации КВД (уровня), учитывающих осложняющие процесс исследования факторы. Поскольку основным фактором, обуславливающим поздний выход графика КВД на асимптоту, является весьма продолжительный в условиях низкопроницаемого коллектора турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения постэксплуатационный приток, или послеприток, то весьма перспективным может быть применение методов с его учетом [7]. Из всего многообразия методов с учетом послепритока исследователи выделяют интегральный метод Г.И. Баренблатта, Ю.П. Борисова, С.Г. Каменецкого, А.П. Крылова, основанный на точном решении обратной задачи подземной гидромеханики [8]. При интерпретации КВД с применением метода предусматривается вычисление интегралов от эмпирической функции, представляемой кривой восстановления давления. Известно, что приближенное вычисление интегралов осуществляется значительно точнее, чем приближенное вычисление производных от эмпирической функции, что является еще одним неоспоримым преимуществом метода по сравнению не только с группой дифференциальных методов учета послепритока, но и с современными подходами к интерпретации, основанными на анализе поведения производной давления. Для иллюстрации применимости интегрального метода выполнена обработка полной и «усеченной» приведенной выше кривой восстановления давления скв. 469. Так, для полной КВД получена проницаемость, равная  $0,004 \text{ мкм}^2$ , что хорошо коррелирует с величиной проницаемости по стандартному методу касательной. Обработка же «усеченной» КВД интегральным методом позволила получить проницаемость, равную  $0,0037 \text{ мкм}^2$ , т.е. практически равную величине, полученной при обработке полной кривой. Дан-

ный пример подчеркивает целесообразность применения интегрального метода для обработки недовосстановленных КВД скважин, эксплуатирующих турнейско-фаменскую залежь Озерного месторождения.

Единственным недостатком интегрального метода Г.И. Баренблатта и др., не считая его значительной трудоемкости, является невозможность оценки по результатам его применения гидродинамического состояния призабойной зоны, что легко решается стандартным методом касательной путем вычисления величины скин-фактора. И путем устранения указанного недостатка следует считать возможность применения для оценки характеристик ПЗП известного метода детерминированных моментов давления (ДМД), который, по данным [9], показывает устойчивые результаты даже при обработке недовосстановленных КВД.

Помимо продолжительного влияния послепритока при интерпретации данных исследований необходимо учитывать также вероятную трещиноватость коллектора. В работе [4] указывается на вероятность наличия зон трещиноватости и предлагается подход, заключающийся в ее оценке по данным гидродинамических исследований с применением модели Уоррена – Рута [10, 11]; причем предлагаемый подход позволяет также дать не только качественную, но и количественную характеристику трещиноватости и вычислить, в том числе, проницаемость зоны дренирования пласта с учетом наличия в нем матрицы и трещин [12, 13]. Данные результаты хорошо согласуются с предложенной в работах [14, 15] схемой литолого-фациального зонирования залежи. Однако интерпретация материалов гидродинамических исследований с применением описанных выше программных продуктов позволила установить факт трещиноватости коллектора только в четырех случаях и для трех скважин. Очевидно, что неучет трещино-

ватости коллектора повлечет за собой значительные трудности, а созданная таким образом модель вряд ли будет достаточно адекватной.

Таким образом, повышение эффективности интерпретации материалов гидродинамических исследований на скважинах турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения возможно за счет привлечения ряда дополнительных методов обработки, например интегрального в случае значительной недовосстановленности КВД и Уоррена – Рута – для оценки трещиноватости коллектора.

### Использование результатов обработки ГДИ при адаптации геолого-гидродинамических моделей

При адаптации истории эксплуатации ряда скважин, проницаемость зон дренирования которых получена с использованием типовых подходов интерпретации кривых восстановления давления («ИРИС», SAPHIR), возникли значительные трудности. Так, принимая в качестве проницаемости определенную по стандартным подходам величину  $k_1 = 0,0052 \text{ км}^2$ , получим расчетные величины дебита жидкости скв. 409 значительно ниже, чем фактические (рис. 2).

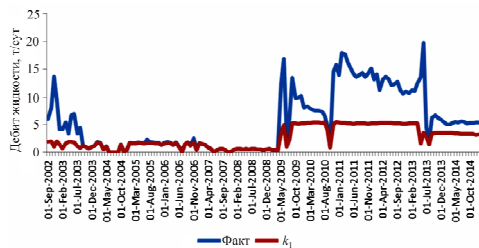


Рис. 2. Сопоставление фактического и расчетного дебита жидкости скв. 409 (проницаемость  $0,0052 \text{ км}^2$ )

Анализ данных ГДИ этой скважины позволил установить, что в ходе исследования давление восстановилось на 90 % от пластового: заключительное измеренное значение составило 12,7 МПа при пластовом 14,1 МПа. На графике

в полулогарифмических координатах, как следствие, отсутствует участок радиального течения (рис. 3).

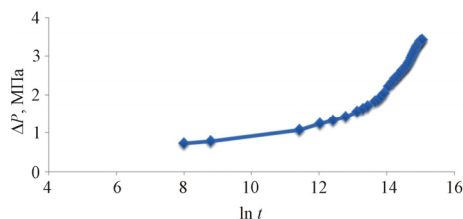


Рис. 3. КВД скв. 409 в полулогарифмических координатах

При этом на графике в координатах «забойное давление – время» (рис. 4) выделяются два параллельных участка и отмечается перегиб, характерный для соответствия коллектора модели Уоррена – Рута, т.е. диагностируется наличие трещиноватости.

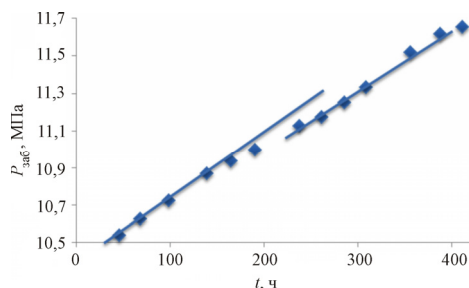


Рис. 4. КВД скв. 409 в координатах «забойное давление – время»

Дальнейшая обработка позволила вычислить осредненную проницаемость, величина которой составила  $0,0674 \text{ км}^2$ , и ее использование позволило получить значения дебита жидкости, практически совпадающие с фактическими (рис. 5).

Безусловно, данный подход применим как экспресс-метод учета трещиноватости коллектора при создании геолого-гидродинамической модели залежи. Наиболее достоверной для такого коллектора будет модель, созданная с использованием специальных подходов, например моделирование турнейско-фа-

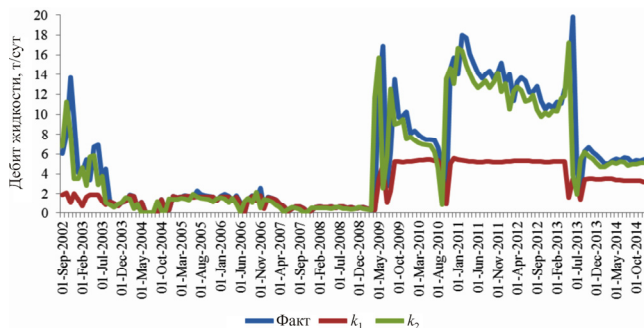


Рис. 5. Сопоставление фактического и расчетных дебитов жидкости скв. 409

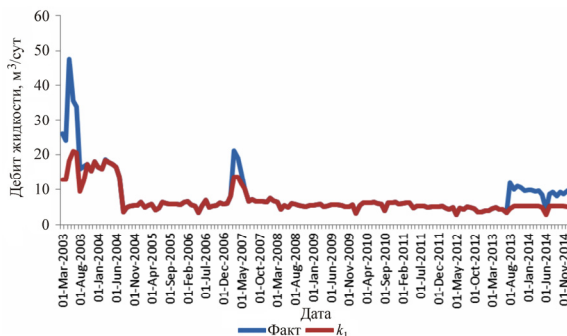


Рис. 6. Сопоставление фактического и расчетного дебитов жидкости скв. 429 (проницаемость  $0,0069 \text{ мкм}^2$ )

менской залежи Маговского месторождения осуществлялось в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми с использованием программного комплекса FRACA, с привлечением результатов детального изучения строения и свойств коллектора.

Также в качестве примера следует рассмотреть скв. 429. В исходных данных модели по зоне дренирования пласта скважиной заложена величина проницаемости  $k_1 = 0,0069 \text{ мкм}^2$ , использование которой приводило к значительному расхождению расчетных и фактических показателей эксплуатации, что проиллюстрировано на примере динамики дебита жидкости (рис. 6).

Анализ материалов исследования этой скважины показал, что забойное давление не восстановилось полностью до величины пластового, участок радиальной фильтрации однозначно не выделяется (рис. 7)

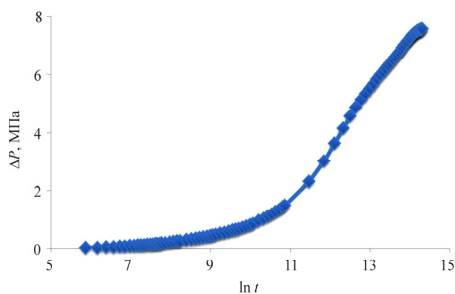


Рис. 7. КВД скв. 429 в полулогарифмических координатах

Диагностика КВД по методике Уоррена – Рута не выявила трещиноватость коллектора, и данный вывод совпадает с результатами исследований, представленными в работе [4], в соответствии с которыми зона дренирования скв. 429 в начальный период (до геолого-технических мероприятий) представлена коллектором порового типа.

Обработка КВД интегральным методом позволила получить значение проницаемости  $k_2 = 0,0872$  мкм<sup>2</sup>. Использование данной величины помогло воспроизвести историю эксплуатации скважины расчетами на модели гораздо более точно (рис. 8).

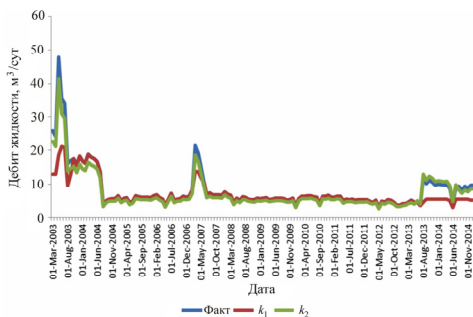


Рис. 8. Сопоставление фактического и расчетных дебитов жидкости скв. 429

## Заключение

1. Проведение гидродинамических исследований при неустановившихся режи-

мах на скважинах турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения осложняется значительной продолжительностью процесса восстановления давления; в результате большое количество КВД оказываются недовосстановленными. Их обработка с применением стандартных подходов зачастую приводит к некорректным результатам, что в дальнейшем отражается на достоверности геолого-гидродинамической модели.

2. Для интерпретации недовосстановленных КВД дополнительно следует привлекать методы, учитывающие осложняющие исследования факторы, например интегральный метод учета перемного постэксплуатационного притока Г.И. Баренблатта и др.; методику Уоррена – Рута. Использование в качестве исходных данных значений проницаемости, полученных с применением этих методов, приводит к повышению достоверности геолого-гидродинамической модели.

## Список литературы

1. Денк С.О. Карбонатные трещинные коллекторы в Пермском Приуралье // Геология нефти и газа. – М., 1992. – № 11. – С. 43–47.
2. Денк С.О. Проблемы трещиноватых продуктивных объектов. – Пермь: Электрон. изд. системы, 2004. – 334 с.
3. Митрофанов В.П. Особенности фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов Соликамской депрессии / Всерос. науч.-исслед. ин-т организации, управления и экономики нефтегаз. промышленности. – М., 2002. – 116 с.
4. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена – Рута с использованием данных сейсмофашиального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
5. Пономарева И.Н., Савчик М.Б., Ерофеев А.А. Условия применения скин-фактора для оценки состояния прискважинных зон продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 114–115.
6. Пономарева И.Н., Савчик М.Б. Оценка состояния прискважинных зон при обработке недовосстановленных кривых восстановления давления // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 2. – С. 77–82.
7. Бузинов С.Н., Умирихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
8. К анализу методов обработки кривых изменения давления в нефтяных скважинах / И.М. Муравьев, С.Е. Евдокимов, Г.П. Цыбульский, С.Б. Чернов // Нефтяное хозяйство. – 1961. – № 3. – С. 54–57.
9. Пономарева И.Н. К обработке кривых восстановления давления низкопродуктивных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 78–79.
10. Warren J.E., Root P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1963. – Vol. 3, iss. 03. – P. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA
11. Tiab D. Modern Core Analysis. Vol. 1. Theory / Core Laboratories. – Houston, 1993. – 200 p.
12. Черепанов С.С., Мартошов Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.
13. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94–96.
14. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политех. ун-та, 2014. – 285 с.
15. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фашиальной зональности турнейско-фаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 112–114.

## References

1. Denk S.O. Karbonatnye treshchinnye kolektory v Permskom Priural'e [Carbonate fractured reservoirs in Pre-Ural]. *Geologiya nefi i gaza*. Moscow, 1992, no. 11, pp. 43-47.
2. Denk S.O. Problemy treshchinovatykh produktivnykh ob'ektov [Issues of fractured pay zones]. Perm': Elektronnyye izdatel'skie sistemy, 2004. 334 p.
3. Mitrofanov V.P. Osobennosti fil'tratsionno-emkostnykh svoystv karbonatnykh kolektorov Solikamskoi depressii [Specific reservoir properties of carbonate reservoirs of the Solikamskaya depression]. Moscow: Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii institut organizatsii, upravleniia i ekonomiki neftegazovoi promyshlennosti, 2002. 116 p.

4. Cherepanov S.S. Kompleksnoe izuchenie treshchinovatosti karbonatnykh zalezhei metodom Uorrena – Ruta s ispol'zovaniem dannykh seismofatsial'nogo analiza (na primere turne-famenskoi zalezhi Ozerogo mestorozhdeniia) [Complex study of fracturing in carbonate deposits by Warren-Root method with help of seismic facies analysis (the case of the Tournaisian-Famennian reserves of the Ozerne field)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 14, pp. 6-12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
5. Ponomareva I.N., Savchik M.B., Erofeev A.A. Uslovia primeniia skin-faktora dlia otsenki sostoianiia priskvazhinnykh zon produktivnykh plastov [Conditions of using skin-factor to assess the state of well bore zones]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 7, pp. 114-115.
6. Ponomareva I.N., Savchik M.B. Otsenka sostoianiia priskvazhinnykh zon pri obrabotke nedovosstanovlennykh krivykh vosstanovleniia davleniia [Assessment of well bore zone conditions in processing incomplete pressure build up curves]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 2, pp. 77-82.
7. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Issledovanie neftnykh i gazovykh skvazhin i plastov [Research of oil and gas wells and beds]. Moscow: Nedra, 1984. 269 p.
8. Murav'ev I.M., Evdokimov S.E., Tsybul'skii G.P., Chernov S.B. K analizu metodov obrabotki krivykh izmeneniia davleniia v neftnykh skvazhinakh [On analysis of methods to process pressure curves in oil wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1961, no. 3, pp. 54-57.
9. Ponomareva I.N. K obrabotke krivykh vosstanovleniia davleniia nizkoproduktivnykh skvazhin [On processing pressure build up curves for low pressure wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 6, pp. 78-79.
10. Warren J.E., Root P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1963, Sept., vol. 3, iss. 03, pp. 245-255. DOI: 10.2118/426-PA
11. Tiab D. Modern Core Analysis. Vol. 1. Theory. Houston: Core Laboratories, 1993. 200 p.
12. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-embkostnykh svoystv treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii Predural'skogo kraevogo progiba [Evaluation of reservoir properties of fractured reservoirs within the Pre-Ural depression]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 62-65.
13. Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. Opredelenie parametrov treshchinovatosti porod na osnove kompleksnogo analiza dannykh izucheniia kerna, gidrodinamicheskikh i geofizicheskikh issledovaniiskvazhin [Calculating rock fracturing parameters by integrated analysis of core data, hydrodynamic and geophysical well study]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 2, pp. 94-96.
14. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniia geologicheskogo stroeniia i razmesheniia mestorozhdenii nefti i gaza [Development of technology of comprehensive research of geology and location of oil and gas fields]. Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2014. 285 p.
15. Putilov I.S., Galkin V.I. Primenenie veroiatnostnogo statisticheskogo analiza dlia izucheniia fatsial'noi zonal'nosti turneisko-famenskogo karbonatnogo kompleksa Sibir'skogo mestorozhdeniia [Probabilistic-statistical analysis to investigate facies zonation of the Tournaisian-Famennian carbonate complex of the Siberia field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2007, no. 9, pp. 112-114.

#### Об авторах

**Латышева Мария Владимировна** (Пермь, Россия) – ведущий инженер отдела гидродинамического моделирования филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614010, г. Пермь, ул. Героев Хасана, 9а; e-mail: latysheva@permnipineft.com).

**Устинова Юлия Валерьевна** (Пермь, Россия) – инженер II категории отдела промышленно-геофизических и гидродинамических исследований скважин филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614010, г. Пермь, ул. Героев Хасана, 9а; e-mail: yulija.ustinova@pnn.lukoil.com).

**Кашеварова Вера Валерьевна** (Пермь, Россия) – инженер-стажер отдела проектирования и мониторинга разработки Осинской и Кунгурской группы месторождений Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614010, г. Пермь, ул. Героев Хасана, 9а; e-mail: vera.ka\_92@mail.ru).

**Потехин Денис Владимирович** (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, начальник управления геологического моделирования и подсчета запасов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614010, г. Пермь, ул. Героев Хасана, 9а).

#### About the authors

**Mariia V. Latysheva** (Perm, Russian Federation) – Senior Engineer, Department of Hydrodynamic Modeling, The Perm Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” PermNIPINEft (614066, Perm, Geroev Khasana st., 9a; e-mail: latysheva@permnipineft.com).

**Iuliia V. Ustinova** (Perm, Russian Federation) – Category 2 Engineer, Department of Geophysical and Hydrodynamic Well Surveying, The Perm Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” PermNIPINEft (614066, Perm, Geroev Khasana st., 9a; e-mail: yulija.ustinova@pnn.lukoil.com).

**Vera V. Kashevarova** (Perm, Russian Federation) – Assistant Engineer, Department of Engineering and Monitoring of Osa and Kungur Fields Development, The Perm Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” PermNIPINEft (614066, Perm, Geroev Khasana st., 9a; e-mail: vera.ka\_92@mail.ru).

**Denis V. Potekhin** (Perm, Russian Federation) – Ph. D. in Technical Sciences, Head of Department of Geologic Modeling and Reserve Estimation, The Perm Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” PermNIPINEft (614066, Perm, Geroev Khasana st., 9a).

Получено 27.03.2015

Пробьса ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Повышение эффективности гидродинамического моделирования посредством применения усовершенствованных методик обработки данных гидродинамических исследований скважин (на примере Озерного месторождения) / М.В. Латышева, Ю.В. Устинова, В.В. Кашеварова, Д.В. Потехин // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2015. – № 15. – С. 73–80. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.8

Please cite this article in English as:

Latysheva M.V., Ustinova Ju.V., Kashevarova V.V., Potekhin D.V. Improvement of hydrodynamic simulation using advanced techniques of hydrodynamic well data processing (exemplified by Ozerne field). *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 15, pp. 73-80. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.8