РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.7

УДК 622.276

© Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В., Котоусов А.Г., 2015

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСКРЫТОСТИ И СЖИМАЕМОСТИ ЕСТЕСТВЕННЫХ ТРЕЩИН КАРБОНАТНОЙ ЗАЛЕЖИ ЛОГОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.А. Мартюшев, А.В. Лекомцев

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

А.Г. Котоусов

The University of Adelaide, Adelaide, Australia

Значительная доля запасов углеводородов и добываемой нефти на территории Пермского края приурочена к карбонатным коллекторам. Актуальной задачей на сегодняшний день является достоверное определение фильтрационно-емкостных характеристик коллектора. Лабораторные исследования керна не всегда позволяют достоверно оценить характеристики трещинной среды по причине возможного разрушения образца (по трещинам) на поверхности, а также в силу незначительных размеров исследуемых образцов. Рассмотрена методика определения параметров естественных трещин с помощью закачки индикаторов в нагнетательные скважины на Логовском месторождении Пермского края (Т-Фм залежь). Полученные данные, определенные трассерными исследованиями, сопоставлены с результатами других методик оценки раскрытости естественных трещин, таких как формула, предложенная Уорреном–Ругом, использующаяся при обработке кривых восстановления давления в коллекторах с естественной трещиноватостью, и зависимость, предложенная В.Д. Викториным, для карбонатных коллекторов Пермского края. Погрешность результатов, полученных с помощью применения различных методов, составляет не более 5 %, что указывает на точность, достоверность рассмотренных методик и возможность их применения для оценки трещиноватости карбонатных коллекторов. Установлено, что для карбонатного коллектора пьезопроводность изменяется от максимального значения, соответствующего пьезопроводности трещин в трещиновато-поровом пласте, до минимального значения, соответствующего пьезопроводности пор матрицы. Это обстоятельство позволяет утверждать, что в коллекторе присутствует естественная трещиноватость. Одной из наиболее критичных проблем для 3D-моделирования, особенно карбонатных залежей, является достоверное определение проницаемости, раскрытости и азимутального направления естественных трещин, и, проводя исследования трассирующими индикаторами и гидродинамические исследования (гидропрослушивание) в процессе разработки карбонатных залежей, возможно повысить качество исходных данных и, следовательно, достоверность прогнозных расчетов.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, сложнопостроенная залежь, Логовское месторождение, методика Уоррена–Руга, формула Парка–Джонса, закачка индикатора, деформации коллектора, естественная трещиноватость, раскрытость трещин, сжимаемость трещин, гидродинамические исследования скважин, хронограмма изменения пластового давления, графоаналитический метод, пьезопроводность трещин, геолого-гидродинамическая модель.

DETERMINING OPENNESS AND COMPRESSIBILITY OF NATURAL FRACTURES OF CARBONATE RESERVES IN THE LOGOVSKOYE DEPOSIT

D.A. Martiushev, A.V. Lekomtsev

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

A.G. Kotousov

The University of Adelaide, Adelaide, Australia

The large amounts of hydrocarbons and produced oil in Perm krai are found in carbonate reservoirs. Accurate determination of reservoir properties is currently one of the topical issues. Laboratory studies of core samples do not always allow to evaluate parameters of fractured environment because of the eventual core destruction (along the fractures) at the surface and tiny dimensions of the samples investigated. A method to determine parameters of natural fractures involving tracer injection into the injection wells in the Logovskoye deposit, Perm krai (Tournaisian-Famennian deposit) is presented. The data obtained by tracer studies are compared to those got by other methods of evaluating openness of natural fractures, such as a Warren-Root formula applied to process pressure build up curves in reservoirs with natural fracturing, and the relation discovered by V.D. Viktorin for carbonate reservoirs of Perm krai. An error of the results received by different methods does not exceed 5 %, which means fidelity and overall accuracy of the techniques applied and their feasibility for investigation of fracturing in carbonate reservoirs. It is established that pressure conductivity in carbonate reservoirs varies from the highest value corresponding to pressure conductivity in fractured-porous formation to the lowest value corresponding to pressure conductivity in the matrix pores. This allows us to conclude that a reservoir features natural fracturing. One of the most serious issues in 3D-simulation, especially of carbonate reserves, is accurate determination of permeability, openness and directional attitude of natural fractures. The studies with tracers coupled with hydrodynamic research (pressure interference test) in the process of carbonate reserves development permit to improve the quality of input data and fidelity of prediction calculations.

Keywords: carbonate reservoir, complex deposit, Logovskoye deposit, Warren-Root method, Park-Jones formula, tracer injection, reservoir deformation, natural fracturing, fracture openness, fracture compressibility, hydrodynamic well research, reservoir pressure chronogram, graphic-analytical method, pressure conductivity of fractures, geologic-hydrodynamic model.

Введение

Значительная доля запасов углеводородов и добываемой нефти на территории Пермского края приурочена к карбонатным коллекторам. Изучение геологического строения карбонатных коллекторов нефтяных месторождений, находящихся на севере Пермского края, показало, что трещинная составляющая играет значительную роль в процессе фильтрации жидкости в пласте. Особенностью трещинно-поровых коллекторов является: малая проницаемость блоков породы по сравнению с трещинной проницаемостью, наличие обмена жидкостью между порами матрицы и трещинами, в связи с этим данные коллектора являются неоднородными и анизотропными, что необходимо учитывать как при бурении скважин, так и в процессе разработки залежи.

Достоверное определение фильтрационно-емкостных характеристик коллектора – актуальная задача, для решения которой чаще используется комплексный подход. Так, проницаемость и раскрытость трещин определяется по данным лабораторных исследований керн в сочетании с результатами геофизических, гидродинамических исследований скважин.

Лабораторные исследования керн не всегда позволяют достоверно оценить

характеристики трещинной среды по причине возможного разрушения образца (по трещинам) на поверхности, а также в силу незначительных размеров исследуемых образцов.

Поскольку ширина трещины, как правило, значительно превышает средний размер пор, они (трещины) вносят основной вклад в общую способность пород-коллекторов пропускать флюид и, следовательно, являются важным фактором, определяющим фильтрацию. Начальная трещинная пористость может быть очень высокой, но со временем трещины могут частично заполняться или деформироваться при снижении пластового давления, что ведет к ее уменьшению [1].

В связи с этим оценка изменения раскрытости трещин карбонатных залежей является одной из главных задач при разработке нефтяных месторождений Пермского края.

Геолого-физическая характеристика Логовского месторождения

Залежь введена в эксплуатацию в июле 1995 г. Геолого-физическая характеристика месторождения представлена в табл. 1. В тектоническом плане месторождение приурочено к одноименной локальной структуре, расположенной в северной части Соликамской депрессии

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика Логовского месторождения

Параметры	Ед. изм.	Значения параметров
Глубина залегания	м	2264,8
Начальное пластовое давление	МПа	22,3
Начальная пластовая температура	°С	33
Газонасыщенность пластовой нефти	м ³ /т	93,8
Давление насыщения нефти газом	МПа	11,5
Вязкость пластовой нефти	мПа · с	1,76
Объемный коэффициент	д. ед.	1,21
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	6,7
Геологические запасы нефти	млн т	3,88
Извлекаемые запасы нефти	млн т	1,66
Накопленная добыча нефти	млн т	0,78

Предуральского прогиба и на территории Верхнекамского месторождения калийных солей. Соляная толща на площади Логовского месторождения характеризуется сложными геологическими и гидрогеологическими условиями. В соответствии с этим по горно-геологическим параметрам она практически вся неблагоприятна для подземной разработки калийных солей. Подтверждением этому служит, во-первых, открытость калийной залежи, заключающаяся в выходе ее непосредственно под отложения надсолевой толщи, во-вторых, весьма сложные условия залегания калийных солей.

Анализ методик, применяемых для определения раскрытости трещин

Особенностью данного месторождения является то, что большинство скважин на турнейско-фаменском горизонте эксплуатируются совместно с бобриковским.

На Т-Фм объекте проведены работы по закачке индикаторов в нагнетательные скважины 209 (Т-Фм + Бб), 132 (Т-Фм), 211 (Т-Фм + Бб), 234 (Т-Фм), 143 (Т-Фм) для оценки характера продвижения закачиваемой воды (рис. 1). Проведенные исследования трассирующими индикаторами установили, что основной объем закачиваемой воды фильтруется по турнейско-фаменскому пласту по направлению к добывающим скважинам и ведет к преждевременному их обводнению, не оказывая влияния на процесс вытеснения нефти из бобриковского пласта.

В работах [2–5] говорится о наличии в карбонатных коллекторах естественных трещин, которые играют большую роль в процессе фильтрации жидкости по пласту, и методиках их определения по нижепредставленным формулам:

$$b_{т1} = \sqrt{\frac{K_{текущая}}{33 \cdot \omega \cdot m}}, \quad (1)$$

где $b_{т1}$ – раскрытость трещин, см; $K_{текущая}$ – текущая проницаемость трещин, мД; ω – относительная емкость трещин, т.е.

отношение количества флюида, содержащегося в трещинах, к общему объему флюида, заполняющего коллектор. Относительная емкость трещин принимает значения от 0 до 1. Значение 1 указывает на то, что все флюиды аккумулированы в трещинах, тогда как значение 0 указывает на отсутствие флюида в трещинах. Относительная емкость трещин – величина динамичная, меняющаяся при изменении первоначального пластового давления в процессе разработки нефтяных залежей; определяется с помощью кривой восстановления давления [6]; m – открытая пористость горной породы, д. ед.;

$$b_{т2} = \frac{b_0}{e^{br} \cdot \Delta p}, \quad (2)$$

где b_0 – начальная раскрытость трещин, определенная по шлифам горной породы и данным кривых восстановления давления, мкм; e^{br} – коэффициент сжимаемости трещин, МПа⁻¹; Δp – разность между начальным и текущим давлениями в пласте, МПа.

Формула (1) предложена Уорреном–Рутом и используется при обработке кривых восстановления давления в коллекторах с естественной трещиноватостью. Формула (2), выведенная В.Д. Викториным для карбонатных коллекторов Пермского края, использует начальную раскрытость и сжимаемость трещин [7].

В дополнение к этим способам среднюю раскрытость трещин в пласте между нагнетательными и добывающими скважинами можно определить по скорости движения индикатора с водой (метод трассирующих индикаторов).

Применение трассерных исследований становится всё более важной составной частью при контроле и регулировании разработки залежей нефтяных месторождений. Метод трассирующих индикаторов, в отличие от промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, позволяет изучать реальные

Рис. 1. Трассерные исследования, проведенные на турнейско-фаменской залежи Логовского месторождения: — зона замещения; — — — — внешний контур нефтеносности; — — — — нагнетательные скважины под закачку индикатора; — — — — направления движения закачанной в пласт воды; — — — — проведение гидропрослушивания между скв. 209 и 214

флюидопотоки между скважинами. Обработка и интерпретация данных исследования движения трассирующих индикаторов позволяют установить количественное распределение потока нагнетаемой жидкости между добывающими скважинами, а также определить параметры высокопроницаемых каналов фильтрации и основные направления развития трещиноватости.

Для определения раскрытости трещин методом трассирующих индикаторов используется формула Парка–Джонса:

$$b_{т3} = \frac{\sqrt{\mu_v \cdot \vartheta \cdot L}}{8,5 \cdot 10^7 \cdot \Delta p}, \quad (3)$$

где μ_v – вязкость воды, сПз; ϑ – скорость движения индикатора, см/с; L – расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами, см; Δp – перепад давления между зоной нагнетания и зоной отбора, МПа.

Результаты расчета раскрытости трещин b_t по формулам (1)–(3) представлены в табл. 2.

В табл. 2 приведены результаты расчетов естественной раскрытости трещин по трем методам, анализируя их, можно сказать, что полученные значения хорошо коррелируют между собой. На основании этого можно сделать вывод, что любая из трех методик дает достоверную

информацию и может быть использована в отдельности для определения раскрытости естественных трещин. Из результатов, приведенных в таблице, видно, что средняя раскрытость трещин в призабойной зоне нагнетательных скважин выше средней раскрытости трещин в зоне между нагнетательными и эксплуатационными скважинами. Это связано прежде всего с тем, что в удаленной от нагнетательных скважин зоне пласта трещины смыкаются и их пропускная способность уменьшается. Смыкание трещин происходит из-за уменьшения пластового и забойного давлений и изменения упругих свойств пласта по профилю [8–10].

Таблица 2

Раскрытость трещин, рассчитанная по трем методикам

Нагнетательная скважина	Добы- вающая сква- жина	$b_{т1}$, мкм	$b_{т2}$, мкм	$b_{т3}$, мкм	
				ϑ_1	ϑ_2
209	218	7,73	7,82	7,17	7,33
	340	10,43	10,52	10,09	10,33
132	340	-//-	5,57	5,23	5,44
	218	*	5,03	4,80	4,98
211	218	11,22	11,61	9,62	11,15
143	225	-//-	7,94	6,92	7,53
	232	6,84	6,77	5,81	6,32
	242	-//-	6,56	5,78	6,30
234	231	8,77	8,97	7,51	8,22
	232	11,63	11,82	10,48	11,49

Примечания: -//- – не проводились гидродинамические исследования скважин; * – невозможно определить при обработке кривой восстановления давления.

Определение сжимаемости естественных трещин коллектора

Темп изменения раскрытости трещин зависит от коэффициента сжимаемости трещин. При этом стоит отметить, что величина коэффициента сжимаемости

трещин тем больше, чем больше раскрытость трещин. Коэффициент сжимаемости трещин можно определить по скорости движения индикатора:

$$\beta_t = \frac{\sqrt[3]{\vartheta_2} - \sqrt[3]{\vartheta_1}}{\sqrt[3]{\vartheta_2} \cdot (p_2 - p_1)},$$

где β_t – коэффициент сжимаемости трещин; ϑ_1 и ϑ_2 – скорости движения индикатора при давлении нагнетания p_1 и p_2 .

Результаты определения коэффициента сжимаемости трещин по скорости движения индикатора при разном давлении нагнетания приведены в табл. 3.

Таблица 3

Определение коэффициента сжимаемости трещин

Номер скважины	Давление нагнетания, МПа		Скорость движения индикатора, м/ч		$\beta_t \cdot 10^{-2}$, МПа ⁻¹
	p_1	p_2	ϑ_1	ϑ_2	
143	15,0	20,0	6,0	7,1	3,09
209	15,0	20,0	6,5	6,8	0,88
211	15,0	20,0	6,7	9,0	5,11
234	16,0	22,0	7,0	8,4	2,77
132	15,0	20,0	6,3	6,9	1,74

Коэффициент сжимаемости трещин для месторождений Пермского края изменяется от $0,6 \cdot 10^{-2}$ до $3,48 \cdot 10^{-2}$ МПа⁻¹. Эти данные хорошо согласуются с результатами, представленными в табл. 3.

Еще одним подтверждением того, что данный коллектор является трещиноватым, является вид обработанной кривой реагирования на пуск и остановку возмущающей скважины.

Хронограмма изменения пластового давления в реагирующей скважине 214 на остановку и пуск скв. 209 показана на рис. 2. Весь период проведения исследования режимы работ ближайших добывающих скважин 210, 213, 218, 340 и нагнетательной скважины 132 не менялись, в результате чего в исследуемой залежи

не было шумовых импульсов давления кроме запланированного.

Как видно на рис. 2, регистрируемое в скв. 214 пластовое давление отреагировало на пуск под закачку и остановку закачки воды в скв. 209 существенным изменением темпов снижения пластового давления. Таким образом, в скв. 214 зарегистрирован положительный импульс давления, связанный с реакцией на создание планового возмущения. Полученные результаты исследований позволили оценить фильтрационные характеристики коллектора между скв. 209–214.

Рис. 2. Хронограмма изменения пластового давления в реагирующей скважине 214 на остановку и пуск скв. 209

Проницаемость, полученная после обработки кривой реагирования, составляет $0,061 \text{ мкм}^2$, что хорошо согласуется с проницаемостью (0,056 и 0,058), определенной по кривым падения давления, снятым по данным скважин перед началом проведения гидропрослушивания.

На рис. 3 представлен результат обработки кривой гидропрослушивания на пуск скв. 209 графоаналитическим методом. Сущность графоаналитических методов заключается в аналитической обработке фактических кривых реагирования. По найденным аналитическим для нескольких моментов времени зависимостям строятся графики, представляющие прямые линии. По наклону этих прямых к оси абсцисс и отрезку, отсекаемому на оси ординат, определяют параметры пласта. Используя данный метод, строят график в координатах $\ln F(t)$ от $1/t$, где $\ln F(t)$ является функцией:

$$F(t) = \int_{p(0)}^{p(t)} \frac{dp}{t}.$$

Логарифмируя данную формулу, получим

$$\ln F(t) = \ln \frac{q \cdot \mu \cdot \chi}{\pi \cdot k \cdot h \cdot R^2} - \frac{R^2}{4\chi \cdot t},$$

где q – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$; μ – вязкость нефти в пластовых условиях, $\text{мПа} \cdot \text{с}$; χ – пьезопроводность пласта, $\text{м}^2/\text{с}$; k – проницаемость пласта, мД ; h – толщина пласта, м ; R – радиус дренирования скважины, м .

Как видно из рис. 3, эту кривую нельзя аппроксимировать прямой во всем диапазоне исследования. Также известно, что аппроксимация начальных участков преобразованной кривой гидропрослушивания прямыми позволяет определить пьезопроводность трещин в трещиновато-пористом пласте [12–14].

Рис. 3. Зависимость $\ln F(t)$ от $1/t$ для карбонатного и терригенного коллекторов: $\blacklozenge$ – карбонатный коллектор; $\bullet$ – терригенный коллектор

На рис. 4 показано изменение пьезопроводности, по форме которой видно, что она идентична теоретическому распределению пьезопроводности. На рис. 3 приведена динамика коэффициентов пьезопроводности для терригенных и карбонатных коллекторов. Отмечено, что в терригенных коллекторах, которые являются сравнительно однородными (только матричная пористость), пьезопроводность с течением времени остается постоянной величиной. Для карбонатного коллектора пьезопроводность изменяется от максимального значения,

соответствующего пьезопроводности трещин в трещиновато-поровом пласте, до минимального значения, соответствующего пьезопроводности пор матрицы. Это обстоятельство позволяет утверждать, что в коллекторе присутствует естественная трещиноватость.

Рис. 4. Изменение пьезопроводности при обработке кривых реагирования графоаналитическим методом в карбонатном и терригенном коллекторах: ● – карбонатный коллектор; ● – терригенный коллектор

Зависимость на рис. 4 строится как для пуска, так и для остановки возмущающей скважины. Далее определяются значения C_1 и $C_{\text{пор}}$, где C_1 – максимальное значение, соответствующее пьезопроводности трещин в трещиновато-поровом пласте; $C_{\text{пор}}$ – пьезопроводности пор матрицы. По графику, регистрирующий реакцию на пуск, отношение $C_1/C_{\text{пор}}$ составляет 94, по графику реакции на остановку – 93,3.

Хорошая сходимость показывает, что оценку соотношения упругоэластичностей можно проводить по данным реакции как на пуск, так и на остановку возмущающей скважины.

Принимая соотношение $C_1/C_{\text{пор}} = 94$, определяем отношение сжимаемостей трещин к порам матрицы:

$$\beta = \frac{C_1}{C_{\text{пор}}} - 1 = \frac{0,846}{0,009} - 1 = 93.$$

Таким образом, можно считать, что матрица участвует в разработке, а сжимаемость ее в 93 раза меньше сжимаемости трещин. Вследствие этого при изменении пластового давления поры матрицы практически сохраняют свою рас-

крытость, в то время как раскрытость трещин существенно изменяется.

Коэффициент сжимаемости пор матрицы карбонатных коллекторов для месторождений Пермского края составляет от 0,1 до $6 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹. Для турнейско-фаменской залежи Логовского месторождения средняя сжимаемость пор составляет $0,91 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹. Отношение сжимаемости трещин для скв. 209, представленной в табл. 2, к сжимаемости пор

$$\beta = \frac{0,88 \cdot 10^{-2}}{0,91 \cdot 10^{-4}} = 96,7.$$

Как видно, отношения сжимаемостей, определенные методом гидропрослушивания и методом трассирующих индикаторов, имеют практически одинаковые значения, что говорит о точности и высоком качестве проведения данных исследований и их интерпретации.

Закключение

В настоящее время, построение геолого-гидродинамических 3D-моделей продуктивных пластов позволяет детально описывать физические процессы, протекающие в пластах при их разработке. Но достоверность прогнозных расчетов зависит от качества исходных данных. Одной из наиболее критичных проблем для 3D-моделирования, особенно карбонатных залежей, является достоверное определение проницаемости, раскрытости и азимутального направления естественных трещин. В работе [15] показано, что при корректном учете проницаемостей в гидродинамическом симуляторе можно увеличить коэффициент извлечения нефти посредством корректировки расположения добывающих скважин, их эксплуатации и взаимного влияния.

Таким образом, проводя исследования трассирующими индикаторами и гидродинамические исследования (гидропрослушивание) в процессе разработки карбонатных залежей, можно по характеру изменения коэффициента сжи-

маемости судить о степени участия матрицы, а также оценить изменение раскрытости трещин и проницаемости в зависимости от давлений и, таким образом, вносить в гидродинамические модели

корректные параметры, по которым можно регулировать работу добывающих скважин, что, соответственно, может привести к увеличению добычи и коэффициента извлечения нефти.

Список литературы

1. Экспериментально-аналитические исследования изменения трещинной проницаемости вследствие смыкания трещин / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин, Д.В. Шустов, А.А. Антоненко, Н.Б. Красильникова // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 40–43.
2. Оценка параметров пласта и продуктивности скважин при его разработке на естественном режиме / В.А. Мордвинов, Д.А. Мартюшев, И.А. Черных, В.И. Пузиков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 31–33.
3. Hydraulic characterization of fractured reservoirs: simulation on discrete fracture models / S. Sarda, L. Jeannin, R. Basquet, B. Bourbiaux // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2002. – Vol. 5, № 2. – P. 154–162. DOI: 10.2118/77300-PA
4. Сиротенко Л.В., Сиротенко О.И., Дурников В.И. Комплексная оценка трещиноватости пород-коллекторов передовых складок Урала // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 7. – С. 54–66.
5. Особенности изучения фильтрационных характеристик ориентированного керна сложнопостроенных карбонатных коллекторов / И.П. Гурбатова, В.В. Плотников, Н.А. Попов, И.В. Сысоев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 9. – С. 79–86.
6. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. – 2nd ed. – Oxford: Elsevier, 2004. – P. 889.
7. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Недра, 1988. – 150 с.
8. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2013. – № 61. – P. 223–230. DOI:10.1016/j.ijrmms.2013.02.012
9. Martinez N.R., Samaniego F.V. Advances in analysis of pressure interference tests // Journal of Canadian petroleum technology. – 2010. – Vol. 49, № 12. – P. 65–70. DOI: 10.2118/141028-PA
10. Гладков Е.А. Особенности разработки трещиновато-кавернозных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность. – 2011. – № 8. – С. 36–38.
11. Денк С.О. Проблемы трещиноватых продуктивных объектов. – Пермь: Электрон. изд. системы, 2004. – 334 с.
12. Шпильман А.В., Натчук Н.Ю. Моделирование трещиноватых резервуаров с использованием технологий французского института нефти (IFP) // Бурение и нефть. – 2012. – № 5. – С. 22–23.
13. Гладков Е.А. О полигенной природе формирования углеводородсодержащих трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов // Бурение и нефть. – 2011. – № 10. – С. 16–19.
14. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края / Всерос. науч.-исслед. ин-т организации и управления экономики нефтегаз. пром-ти. – М., 2010. – 335 с.
15. Suri A., Sharma M., Peters E. Estimates of fracture lengths in an injection well by history matching bottomhole pressures and injection profile // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2011. – Vol. 14, № 4. – P. 385–397. DOI: 10.2118/132524-PA

References

1. Kashnikov Iu.A., Ashikhmin S.G., Shustov D.V., Antonenko A.A., Krasil'nikova N.B. Eksperimental'no-analiticheskie issledovaniia izmeneniia treshchinnoi pronitsaemosti vslledstvie smykaniia treshchin [Experimental-analytical research into fracture permeability variations resulting from fracture closure]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 4, pp. 40–43.
2. Mordvinov V.A., Martiushev D.A., Chernykh I.A., Puzikov V.I. Otsenka parametrov plasta i produktivnosti skvazhin pri ego razrabotke na estestvennom rezhime [Evaluation of bed parameters and well productivity under natural recovery drive]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 31–33.
3. Sarda S., Jeannin L., Basquet R., Bourbiaux B. Hydraulic characterization of fractured reservoirs: simulation on discrete fracture models. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2002, vol. 5, no. 2, pp. 154–162. DOI: 10.2118/77300-PA
4. Sirotenko L.V., Sirotenko O.I., Durnikin V.I. Kompleksnaia otsenka treshchinovatosti porod-kollektorov peredovykh skladok Urala [Comprehensive analysis of fracturing in reservoir rocks of the Ural frontal folds]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2012, no. 7, pp. 54–66.
5. Gurbatova I.P., Plotnikov V.V., Popov N.A., Sysoev I.V. Osobennosti izucheniia fil'tratsionnykh kharakteristik orientirovannogo kerna slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov [Research of formation flow characteristics of oriented core samples from complex carbonate reservoirs]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2013, no. 9, pp. 79–86.
6. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd ed. Oxford: Elsevier, 2004. 889 p.
7. Viktorin V.D. Vliianie osobennosti karbonatnykh kollektorov na effektivnost' razrabotki nefiannykh zalezhei [Influence of carbonate reservoir parameters on oil reserves development efficiency]. Moscow: Nedra, 1988. 150 p.
8. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2013, no. 61, pp. 223–230. DOI:10.1016/j.ijrmms.2013.02.012
9. Martinez N.R., Samaniego F.V. Advances in analysis of pressure interference tests. *Journal of Canadian petroleum technology*, 2010, vol. 49, no. 12, pp. 65–70. DOI: 10.2118/141028-PA
10. Gladkov E.A. Osobennosti razrabotki treshchinovato-kavernozykh kollektorov Vostochnoi Sibiri [Specificity of development of cavernous-fractured reservoirs in East Siberia]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2011, no. 8, pp. 36–38.

11. Denk S.O. Problemy treshchinovatykh produktivnykh ob"ektov [Issues of fractured pay zones]. Perm': Elektronnye izdatel'skie sistemy, 2004. 334 p.
12. Shpil'man A.V., Natchuk N.Iu. Modelirovanie treshchinovatykh rezervuarov s ispol'zovaniem tekhnologii frantsuzskogo instituta nefti (IFP) [Simulation of fractured reservoirs by the methods of French Oil Institute (IFP)]. *Burenie i nef't*, 2012, no. 5, pp. 22-23.
13. Gladkov E.A. O poligennoi prirode formirovaniia uglevodorodsoderzhashchikh treshchinovato-kavernoznykh karbonatnykh kollektorov [On polygenic nature of formation of hydrocarbonate cavernous-fractured reservoirs]. *Burenie i nef't*, 2011, no. 10, pp. 16-19.
14. Liadova N.A., Iakovlev Iu.A., Raspopov A.V. Geologiya i razrabotka nef'tianykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Geology and development of oil fields in Perm krai]. Moscow: Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii institut organizatsii i upravleniia ekonomiki nef'tegazovoi promyshlennosti, 2010. 335 p.
15. Suri A., Sharma M., Peters E. Estimates of fracture lengths in an injection well by history matching bottomhole pressures and injection profile. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2011, vol. 14, no. 4, pp. 385-397. DOI: 10.2118/132524-PA

Об авторах

Мартюшев Дмитрий Александрович (Пермь, Россия) – аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614600, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: martiushchevd@inbox.ru).

Лекомцев Александр Викторович (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614600, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: alex.lekomtsev@mail.ru).

Котоусов Андрей Георгиевич (Аделаида, Австралия) – доцент Школы механического инжиниринга Университета Аделаиды (Студенческий центр, Университет Аделаиды, Южная Австралия 5005, Австралия; e-mail: andrei_kotousov@adelaide.edu.au).

About the authors

Dmitrii A. Martiushchev (Perm, Russian Federation) – Postgraduate Student, Department of Oil-and-Gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: martiushchevd@inbox.ru).

Aleksandr V. Lekomtsev (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in Technical Sciences, Associate Professor, Department of Oil-and-Gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: alex.lekomtsev@mail.ru).

Andrei G. Kotousov (Adelaide, Australia) – Associate Professor, School of Mechanical Engineering The University of Adelaide (The Student Centre, The University of Adelaide, South Australia 5005, Australia; e-mail: andrei_kotousov@adelaide.edu.au).

Получено 31.03.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В., Котоусов А.Г. Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи логовского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 61–69. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.7

Please cite this article in English as:

Martiushchev D.A., Lekomtsev A.V., Kotousov A.G. Determining openness and compressibility of natural fractures of carbonate reserves in the logovskoye deposit. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 16, pp. 61-69. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.7