УДК 622.276

ФАЗОВОЕ ПОВЕДЕНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ФЛЮИДОВ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СКВАЖИН

PHASE BEHAVIOR OF GAS-CONDENSATE FLUIDS DURING WELL TESTING

М. Л. Карнаухов, М. Марегатти, Ш. Ж. Мирбобоев, Л. В. Кравченко
M. L. Karnaukhov, M. Maregatti, Sh. Z. Mirboboev, L. V. Kravchenko

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***газоконденсатный пласт; гидродинамические исследования (ГДИ); кривая восстановления пластового давления (КВД); давление конденсация (P_k)***
Key words: ***gas-condensate reservoir; well testing; pressure-buildup curve; dew-point pressure***

Газоконденсатные месторождения содержат сложный по составу углеводородный флюид. В процессе разработки месторождения происходит падение пластового давления, и часть газа из газообразного состояния переходит в жидкое. Компонентный состав углеводородов газоконденсатной смеси изменяется. То есть, в пласте происходят ретроградные процессы. Это необходимо учитывать при выборе режима работы скважин. Подбор оптимального режима работы скважин позволяет разрабатывать пласт в щадящем режиме, увеличить накопленную добычу природного газа и конденсата, продлить безводный период работы скважин и, как следствие, достичь максимального коэффициента извлечения газа. В работах О. Феванга [1] и Б. Роуссеннака [2] предложено несколько различных схем возможного поведения газоконденсатных смесей в пласте при стационарных исследованиях.

О. Феванг показал, что в газоконденсатном пласте процесс движения потока углеводородной жидкости к забою скважины с выпадением конденсата в ПЗП условно можно разделить на три области (рис.1).

Область *1* — область призабойной зоны скважины (ПЗП). В ней подвижны две фазы: жидкая (конденсат) и газообразная (газ). Насыщенность конденсатом здесь максимальна. Состав смеси потока постоянен. После формирования области *1* в призабойной зоне скважины газоконденсатный фактор стабилизируется, становится постоянным. Давление, соответствующее этой области, изменяется от забойного давления $p_{заб}$ до давления p^* (давление на границе между областями *1* и *2*).

Область *2* — область, в которой происходит выпадение конденсата. Здесь насыщенность конденсатом низкая. В данной области поток является двухфазным. Жидкая фаза (конденсат) неподвижна, газовая фаза (газ) подвижна. Состав смеси не постоянен. Область *2* характеризуется недонасыщенным конденсатом и ростом газового фактора по сравнению с областью *1*. Давление изменяется в области *2* от p^* (давление на границе между областями *1* и *2*) до $p_к$ (давление конденсации).

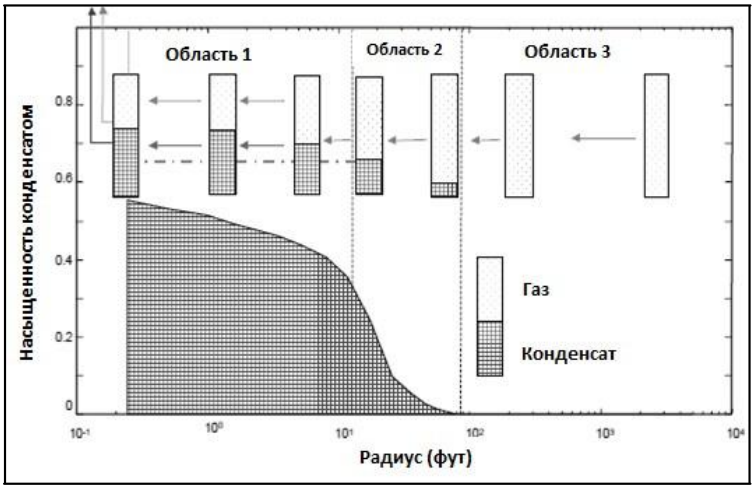

Рис. 1. ***Схема газоконденсатного потока в пласте и в околоскважинной зоне [2]***

Область *3* — область, удаленная от ПЗП. Содержит однофазный поток газа, содержание конденсата равно нулю. Пластовое давление в области *3* выше, чем в областях *2* и *1*.

В зависимости от термобарических процессов, происходящих в пласте, уровней добычи, режимов работы скважин образовывается одна, две или три области.

О. Феванг описал процессы, происходящие в призабойной зоне эксплуатационной скважины в газоконденсатном пласте, вычислил данные, необходимые для расчета эффекта газоконденсатной блокады (банки) в призабойной зоне скважины около области *1*. Для этого район около призабойной зоны газовой скважины он разделил на три области, исследовав поведение флюида в каждой зоне. Б. Роуссеннак предложил формулу для вычисления псевдодавления в работающей и остановленной скважинах в трех областях [2]. Для работающей скважины формула имеет следующий вид:

$$m^*(P_{заб}) = \int_{P_{заб}}^{P_*} \frac{k_{ro}}{\mu_0} \rho_0 \, dp + \int_{P_*}^{P_к} \frac{k_{rg}}{\mu_g} \rho_g \, dp + \int_{P_к}^{P_П} \frac{k_{rg}}{\mu_g} \rho_g \, dp \qquad (1)$$

где $m^*(P_{заб})$ — псевдодавление; $P_{заб}$, $P_п$, P_*, $P_к$ — давление забойное, пластовое, на границе между областями *1* и *2*, конденсации соответственно; ρ_o — молярная плотность конденсата; ρ_g — молярная плотность газа; μ_o — вязкость конденсата; μ_g — вязкость газа; k_{ro} — относительная проницаемость для конденсата; k_{rg} — относительная проницаемость для газа. В формуле (1) первое слагаемое – падение давления в призабойной зоне скважины, второе — падение давления во второй зоне, третье — падение давления во внешней зоне. Аналогичная формула предложена для падения давления в остановленной скважине.

А. Грингартен [3], проанализировав труды О. Феванга [1] и Б. Роуссеннака [2], исследовал нестационарное движение жидкости в призабойной зоне скважины. Он разделил зону на четыре области с различной насыщенностью [1]. Самая дальняя — внешняя зона (зона *4*, см. рис. 2 А) — это зона, где давление в пласте выше давления конденсации, пласт содержит только одну фазу — газовую. При движении углеводородной смеси к забою скважины происходит снижение пластового давления до давления точки росы. В пласте происходит выпадение конденсата (точка минимума, см. рис. 2 А). Остальное расстояние до забоя скважины А. Грингартен условно разделил на три зоны. Зона *3* — область с уменьшенной относительной газовой проницаемостью, жидкая фаза в этой области неподвижна, газовая фаза подвижна (см. рис. 2 А). Зона *2* — область, где насыщенность конденсатом достигает критического значения [4], течение смеси двухфазное с постоянным составом. Зона *1* – область с минимальным пластовым

давлением в призабойной зоне скважины. Зона *1* характеризуется наличием подвижно-

го конденсата со скоростным течением и снижением насыщенности конденсатом. В этой зоне увеличивается относительная газовая проницаемость [5, 6]. Он предположил, что переходные процессы, происходящие в скважине и пласте при испытании газоконденсатных объектов, должны отражаться в регистрируемых кривых восстановления давления (КВД) или кривых снижения давления (КСД) (рис. 2 Б). Области 1, 2, 3, 4 прослеживаются на билогарифмических графиках.

Ниже приведены данные о промысловых испытаниях и результаты интерпретации в газоконденсатных скважинах (Венесуэла и Россия). Проанализированы КВД по разведочным и эксплуатационным скважинам (исследование по скважинам после проведения гидравлического разрыва пласта и по скважинам, работающим на режимных параметрах, без проведения геолого-технических мероприятий). В некоторых скважинах было проведено несколько исследований во времени. Цель статьи — показать возможность определения фазовых переходов газоконденсатных флюидов по данным искривления КВД в период повышения давления при испытании до давления насыщения $P_{нас}$.

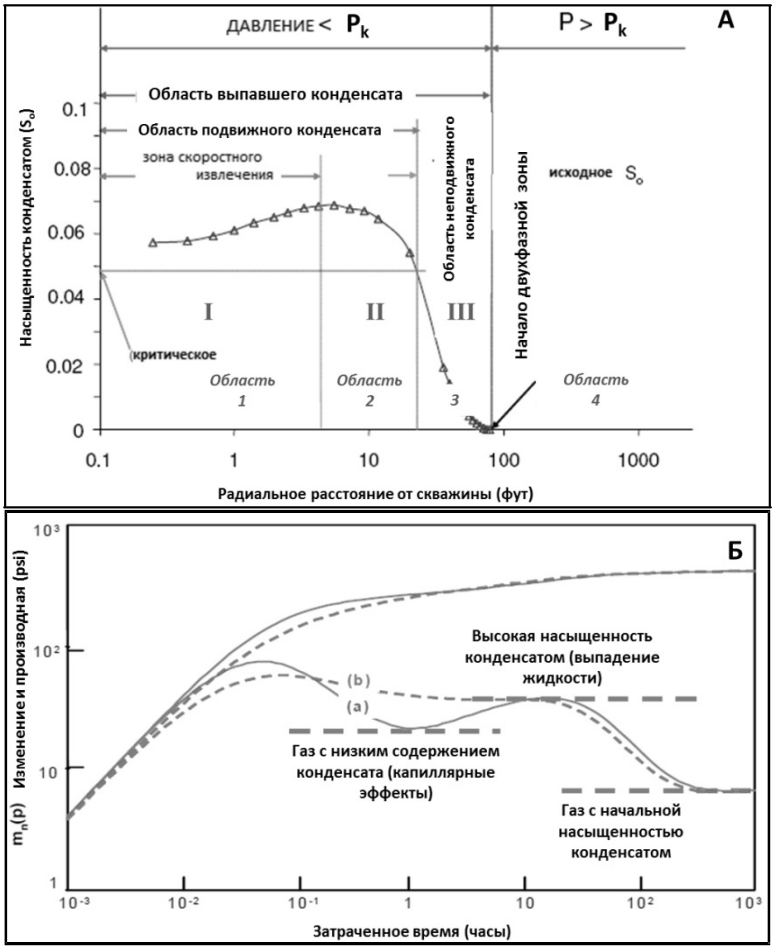

Рис. 2. ***А — зависимость насыщенности от расстояния от забоя скважины:*** *1, 2 — область подвижного конденсата, 3 — область неподвижного конденсата, 4 — область газа.* ***Б — Кривые давления и производной давления:*** *(a) — с тремя областями; (b) — с двумя областями [3]*

По результатам анализа данных испытания скважин на одном из перспективных морских месторождений в Карибском море сделано сравнение возможности распознавания характеристики газоконденсатной банки по поведению КВД.

Выполнен большой комплекс ГДИ с повторными испытаниями выделенных продуктивных пластов в скважинах. Наиболее информативными испытаниями были 4-е испытание (скв. 1) и 5-е испытание (скв. 2) (рис. 3).

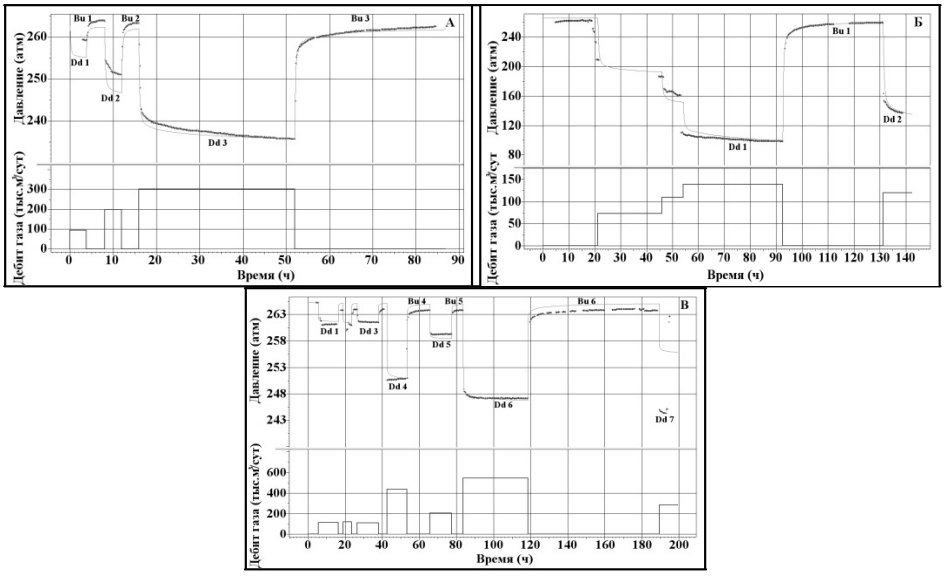

Рис. 3. ***Истории испытания двух скважин:*** *А — первая скважина, испытание 4; Б и В — вторая скважина, испытания 4 и 5*

Как известно, процесс ретроградного перехода конденсата в газ при закрытии скважины происходит при давлении, равном давлению конденсации $P_к$. Это выражается в замедлении роста КВД, а также в ее искривлении в виде зигзага на графике производной давления (рис. 4). Часто это искривление трудно выделить, так как оно может быть искажено действием ряда других флюидов.

На рис. 4 приведен пример проявления газоконденсатной банки на КВД при анализе графиков производных, полученных в трех испытаниях (*А, Б, В*). Точки на графике отображают результаты реальных замеров, сплошная линия отображает результаты настройки при интерпретации с применением стандартных методик. Пунктиром показаны кривые, рассчитанные по предполагаемой методике, учитывающей ретроградное поведение конденсата.

Проявление газоконденсатной банки на КВД удалось зафиксировать в длительных замерах давлений (скв. 1 КВД3, скв. 2 КВД1, КВД6) в течение 20–30 часов. При этом зафиксированы такие эффекты, как влияние емкости скважины, влияние скин-эффекта (зона *I* , см. рис. 4), работы скважин в зоне блокады конденсатом (зоны *II, III*, см. рис. 4) и в дальней зоне радиального или плоскопараллельного течения (зона *V*, см. рис. 4).

Зона *IV* явно зафиксирована на всех трех КВД и отражает эффект ретроградного поведения конденсата, то есть во время записи КВД при приближении к давлению конденсации начинался процесс перехода конденсата в газ. Такая форма кривых производной давления характерна для большинства замеров длительностью более 10 часов. Это явно проявилось во всех испытаниях пласта *G*.

Как видим, кривые по предлагаемой методике наиболее точно совпадают с приведенными результатами прямых замеров.

В соответствии с выполненными расчетами зона *II* характеризует поведение давления в самой ближней зоне пласта к скважине, где выпавший конденсат с высокой скоростью выносится в скважину. В зоне *III* сопротивление движения флюида более высокое, выпавший конденсат практически неподвижен. По зоне *V* нужно отметить, что в скв. 1 (в четвертом испытании), в скв. 2 (в пятом испытании) зафиксированы конечные части кривой с наклоном, близким к 0,5.

Такой наклон, согласно теоретическим предпосылкам, соответствует плоскопараллельному течению жидкости в пласте. Заметим, что это чаще проявляется, когда мы имеем дело с горизонтальными скважинами и со скважинами, в которых проведен гидроразрыв пласта. В данном случае плоскопараллельное течение можно объяснить тем, что оно возникло из-за анизотропии пласта: направление течения жидкости с запада на восток интенсивнее, чем в вертикальном направлении.

На примере испытания скв. 1 (рис. 4 В) показан метод расчета размеров зоны блокады. Точка «е» соответствует времени t_e = 5 часов. По этому значению времени рассчитали глубину зоны блокады конденсатом, то есть размер банки [7]

$$r_б = \sqrt{\frac{4kt}{m\lambda)}} \quad , \qquad (2)$$

где m = 0,1 д.ед.; μ = 0,03 сПз; K = 40 мД; β = 3,84E^{-8} 1/Па. По результатам расчетов получаем $r_б$ = 150 метров.

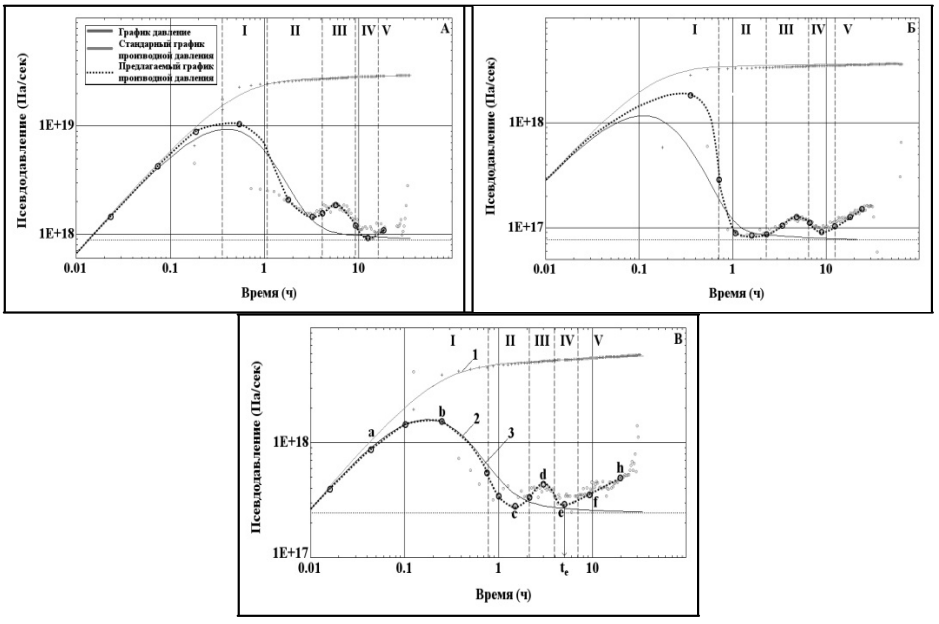

Рис. 4. ***Кривые восстановления давления по трем испытаниям:*** *А и Б — вторая скважина (испытания 4 и 5); В — первая скважина (испытание 4)*

Опыт, полученный при изучении скважин с гидроразрывом пласта на Уренгойском месторождении (в ачимовских толщах) [8], позволяет по-новому взглянуть на поведение конденсата в пласте (рис. 5). Были рассмотрены 4 замера, которые показывают поведение флюида около ствола скважины для ежегодных замеров и как отражается это поведение в характеристиках кривых восстановления давления. При испытаниях скважин, соответствующих замерам 1 и 3, были зафиксированы такие эффекты, как влияние емкости скважины, влияние скин-эффекта, работы скважин в зоне блокады конденсатом и в дальней зоне, факт работы трещины для скважины с ГРП, о чем свидетельствуют участки с наклоном, равным 0,5.

Зона газоконденсатной блокады явно зафиксирована на трех КВД, соответствующих замерам 1, 3 и 4, и отражает эффект ретроградного поведения конденсата, то есть во время записи КВД при приближении к давлению конденсации начинался процесс перехода конденсата в газ. Такая форма кривых производной давления характерна для данных замеров от двух до четырех часов. Расчетные радиусы по данным промежуткам времени равны 5–10 метрам.

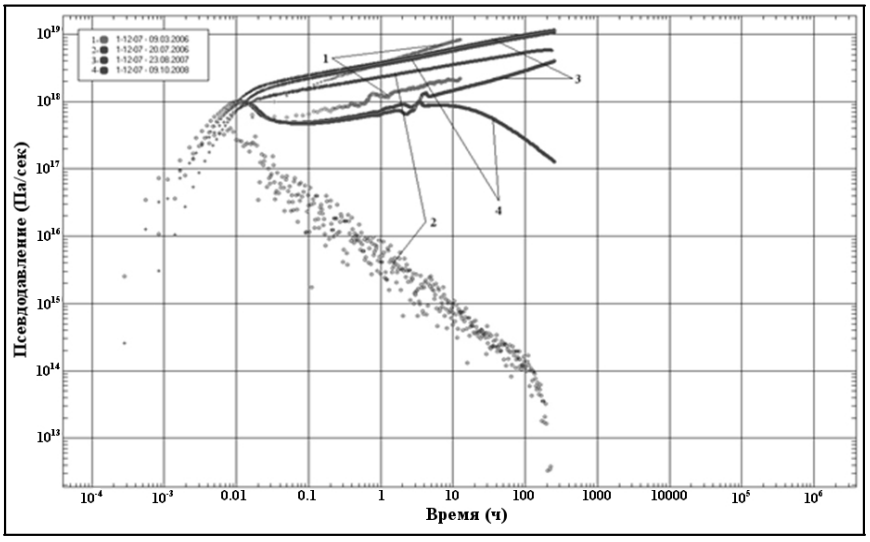

Рис. 5. ***Кривые восстановления давления по четырем испытаниям из одной скважины***

Типичные кривые восстановления давления для газоконденсатных скважин севера Тюменской области показаны на рис. 6. Рис. 6 показывает снижение давления, которое происходит на протяжении фазового перехода в процессе измерения восстановления пластового давления (КВД). Кривая, показанная на рис. 6 А, отражает небольшое снижение, а на рис. 6 Б — очевидный зигзаг. Это различие может быть вызвано различными условиями и структурой коллекторов.

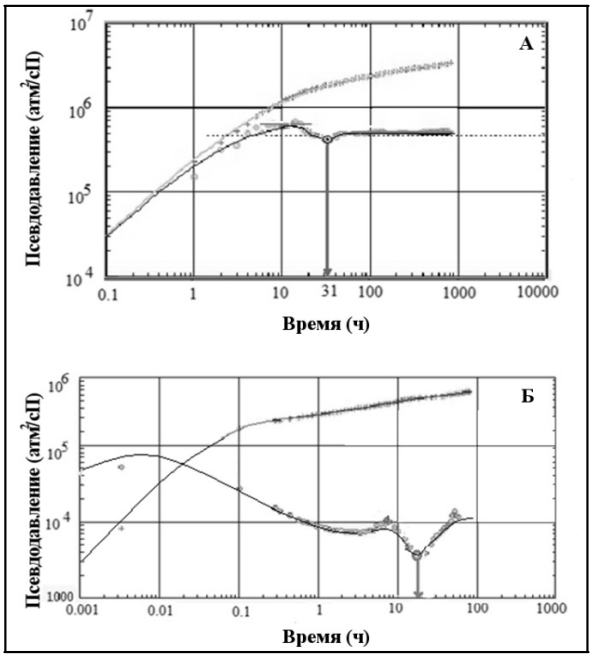

Рис. 6. ***Кривые восстановления давления по двум скважинам А и Б***

Существует минимум в виде зигзага для времени T = 31 ч для скв. *А* и времени T = 18 ч для скв. *Б* на диагностическом графике. Этот минимум соответствует радиусу конденсатной банки, который можно рассчитать по уравнению (2). Расчетные радиусы газоконденсатной банки составляют для скв. *А* и скв. *Б* соответственно 46,1 м и 69 м.

Таким образом, приведенные примеры показывают явное влияние фазовых переходов газоконденсатных смесей в пласте при записи КВД. Все КВД в билогарифмических графиках, записанные при испытании скважин на месторождениях Венесуэлы и России имеют «зигзаги», свидетельствующие о ретроградных процессах, происходящих в пласте. Показано, как по данным записанным КВД можно определить наличие конденсатной банки.

ГДИ позволяют определить особенности фильтрации флюидов в газоконденсатном пласте по КВД. Изменение формы КВД может отражать поведение флюидов в пласте, то есть характер движения жидкости и газа в пористой среде. Появляется возможность определения характеристик зоны совместной фильтрации жидкости и газа, а также радиуса зоны газоконденсатной блокады.

Списоклитературы

1. Fevang O, Whitson CH. Modelling gas condensate well deliverability, SPE30714, paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, October 22-25, 1995.
2. Roussennac B., Gas condensate well test analysis, Msc. Thesis submitted to the department of petroleum engineering of Stanford University. Chapter 2, p. 26-29 and Chapter 4, p. 53-59, June 2001.
3. Gringarten A. C., Bozorgzadeh M., Daungkaew S., Hashemi A. Well test analysis in lean gas condensate reservoirs: Theory and Practice, SPE100993, paper presented at the 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 3-6 October, 2006.
4. Muskat M. Physical principle of oil production. In: McGraw-Hill Book Co., Inc., New York, 1949. – p. 793.
5. Fussel D. D. Single-well performance predictions for gas condensate reservoirs, journal of pretroleum engineering SPE 4072, july 1973, p. 860-87.
6. Economides M. J., Dehgani K., Ogbe D. O., and Ostermann R. D. Hysteresis effects for gas condensate wells undergoing build-up tests below the dew point pressure, SPE16748, paper presented at the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Texas, September 27-30, 1987.
7. Shelkachev V. N. Bases and provisions of the theory of the unsteady filtration. In: Monograph Oil and gas, Moscow, 1995. Part 1. – p. 586; Part 2. – p. 493.
8. Мирбобоев Ш. Ж., Марегатти М., Кравченко Л. В.: материалы V Международной научно-практической конференции. – Чкаловск, 2014.

Сведения об авторах

Карнаухов Михаил Львович, *д. т. н., профессор кафедры «Моделирование и управление процессами нефтедобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89222677181, e-mail: karnauhov@front.ru*

Марегатти Мигель, *аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтедобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89324790765, e-mail: maregattim@gmail.com*

Мирбобоев Шухратжон Журабоевич, *аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтедобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89324888126, e-mail: mirboboev88@mail.ru*

Кравченко Людмила Валерьевна, *ассистент кафедры «Моделирование и управление процессами нефтедобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89091892550, email: kravchenkolyuda@mail.ru*

Information about the authors

Karnaukhov M. L. *Doctor of Engineering, professor of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89222677181, e-mail: karnauhov@front.ru*

Maregatti M., *postgraduate of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89324790765, e-mail: maregattim@gmail.com*

Mirboboev Sh. Z., *postgraduate of the chair «Modeling and control of oil and gas recovery processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89324888126, e-mail: mirboboev88@mail.ru*

Kravchenko L. V., *assistant of the chair «Modeling and oil recover processes control», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89091892550, email: kravchenkolyuda@mail.ru*