УДК 622.276

СТОХАСТИКО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГИДРОСИСТЕМЫ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОВОДИМОСТЕЙ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ

STOCHASTIC-ANALYTICAL MODEL OF PRODUCTIVE STRATA HYDRAULIC SYSTEM FOR STUDY OF CONDUCTIVITIES BETWEEN WELLS

С. И. Грачев, А. В. Стрекалов, А. Т. Хусаинов
S. I. Grachev, A. V. Strekalov, A. T. Khusainov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: модели гидросистем продуктивных пластов (ГПП); режимы работы скважин; забойное давление; гидропараметры
Key words: hydraulic models of productive strata hydraulic system; wells operation modes; bottom hole pressure; hydraulic parameters

Под адаптацией модели понимается поиск такого набора исходных данных (величин факторов модели), при котором некоторое измеряемое множество рассчитываемых

параметров соответствовало бы фактическим замерам данных параметров с определенной погрешностью. Так как большинство моделей сложных систем имеет количество факторов (исходных величин) на порядок или несколько порядков больше, чем количество рассчитываемых параметров, то решение задачи адаптации является в общем смысле неопределенным. То есть существует много вариаций исходных данных, при которых будет выполняться требование точности соответствия рассчитываемых и фактических параметров, характеризующих работу моделируемой системы. Более того, при пополнении множества замеров фактических параметров, искомый набор исходных данных может измениться ключевым образом.

Далее под адаптируемыми величинами будем понимать факторы модели, которые при ее адаптации подбираются согласно условию соответствия расчетных и фактических параметров моделируемой системы.

Предложенная в работе [1] модель ГПП аналогично другим моделям требует адаптации. В таблице 1 показаны основные показатели элементов пласта модели ГПП. Под адаптируемыми параметрами модели ГПП будем понимать фильтрационные свойства ячеек, которые, с одной стороны, не зависят от состояния ГПП, а с другой стороны, могут изменяться, но в этом случае адаптируемыми параметрами являются величины, характеризующие начальное состояние ГПП: начальные проницаемости, пористости, давления и насыщенности.

Как видно из табл. 1, источником величин адаптируемых показателей ячеек ГПП является геологическая модель, а большинство расчетных гидропараметров (расчетных ФЕС) невозможно замерить, то есть контролировать в зонах между скважинами. В связи с этим адаптацию, предлагаемой модели ГПП можно проводить на основании граничных условий в нагнетательных $Q^{в}(t)$ (приемистость от времени) и добывающих $Q(t)$ (дебит жидкости во времени) скважинах. Так как отмеченные граничные условия входят в модель ГПП в качестве исходных данных, а забойные давления $p_{t_1,cm}$ и доли нефти и воды для добывающих скважин являются расчетными, то возможна адаптация предлагаемой модели посредством сопоставления расчетной динамики забойных давлений $p_{t_1,cm}$ с фактической $p'_{t_1,cm}$ в точках t_I, и/или расчетных долей нефти и воды в добываемой жидкости $\delta^{в}_{t_I}, \delta^{н}_{t_I}$ с фактическими $\delta'^{в}_{t_I}, \delta'^{н}_{t_I}$.

Таблица 1

Гидропараметры и адаптационные показатели ячеек – моделей элементов ГПП (для каждой ячейки)

Гидропараметр	Показатель для адаптации
Текущая открытая пористость — $m^{отк}_{t_I}$	Начальная открытая пористость — $m^{отк}_{t_0}$
Текущее пластовое — p_{t_I} или забойное — $p_{t_1,cm}$ (если ячейку проходит ствол скважины) давление	Начальное давление — p_{t_0} или фактическое забойное давление — $p'_{t_1,cm}$
Текущая абсолютная проницаемость по X – $k^{(X)}_{t_I}$	Начальная абсолютная проницаемость по X – $k^{(X)}_{t_0}$
Текущая абсолютная проницаемость по Y – $k^{(Y)}_{t_I}$	Начальная абсолютная проницаемость по Y – $k^{(Y)}_{t_0}$
Текущая абсолютная проницаемость по X – $k^{(Z)}_{t_I}$	Начальная абсолютная проницаемость по X – $k^{(Z)}_{t_0}$
Текущая нефтенасыщенность — $н^{н}_{t_I}$	Начальная нефтенасыщенность — $н^{н}_{t_0}$
Текущая водонасыщенность — $н^{в}_{t_I}$	Начальная водонасыщенность — $н^{в}_{t_0}$

Также адаптацию можно проводить по динамике приемистостей и дебитов скважин, которые являются расчетными, если граничным условием задается динамика забойного давления $P_з(t)$. При этом общие параметры модели, такие как приращение вре-

мени, размеры ячеек, поверхности кровли и подошвы пластов, кривые относительных проницаемостей, следует считать точно заданными и не требующими адаптации, хотя они тоже определяют точность модели. Подобного рода задача решена Закировым И. С.

Вследствие того, что количество искомых при автоматизированной адаптации данных больше количества известных, задача их поиска, относящаяся к классу «обратных задач» детерминированных моделей, является неоднозначной, то есть не может быть решена системой уравнений. Поэтому такая адаптация сводится к поиску минимума функции, отражающей суммарное отклонение расчетных гидропараметров от фактических, относительно искомых адаптационных показателей.

В настоящее время проектирование, контроль и управление гидравлическими системами, обеспечивающими эксплуатацию нефтяных месторождений, невозможны без использования математических численных моделей. В данном разделе рассматривается нахождение коэффициентов приемистости и пластовых давлений для нагнетательных скважин на основании фактических режимов без использования специальных гидродинамических исследований (ГДИ). Данный подход в анализе режимов работы нагнетательных скважин особенно актуален не только на первом шаге адаптации модели ГПП, но и в комплексном контроле эксплуатации месторождения.

Методы ГДИ, основанные на анализе неустановившихся режимов работы скважин, требуют четкого соблюдения условий проведения исследований, таких как выдержка определенного времени на режиме, остановка одной или групп скважин [2]. Такие требования зачастую не соблюдаются. Для нефтегазодобывающего предприятия недопустим длительный простой скважин для снятия, например, кривых восстановления давления или уровня. Количество и качество проводимых исследований неизбежно страдает. Это подтверждается статистикой: 60–80 % проводимых ГДИ являются некондиционными и не могут быть интерпретированы.

В связи с этим назрела задача использования (по возможности) вместо ГДИ промысловых данных и поиска эффективного метода их интерпретации для выявления гидродинамических свойств пластов. Здесь рассматривается задача поиска фильтрационных свойств пласта посредством интерпретации динамики режимов нагнетательной и окружающих ее добывающих скважин.

В качестве основного источника информации выбраны нагнетательные скважины в связи с тем, что в отличие от скважин добывающего фонда по нагнетательным скважинам в норме производятся почасовые замеры приемистостей R_j во времени t_j и устьевого давления. Величины устьевых давлений легко пересчитываются на точку забоя на основании известных и хорошо апробированных в трубной гидравлике методик. То есть динамику забойного давления — S_j в виде замеров по времени t_j можно рассчитать посредством прибавления гидростатического перепада давления и вычитания потерь давления на гидравлическое сопротивление в НКТ из известного по данным телеметрии устьевого давления.

Для повышения точности интерпретации можно учесть влияние добывающих скважин, находящихся в непосредственной близости от рассматриваемой нагнетательной. Ввиду того, что по добывающим скважинам механизированного фонда замер забойного давления затруднителен, будем опираться только на динамику их дебитов по жидкости $Q_{i,j}(t_j)$ для каждой скважины i.

Основной идеей предлагаемого метода является сопоставление фактической динамики забойного давления — $S_j(t_j)$ в нагнетательной скважине с расчетной динамикой — $p(t_j)$, полученной для условий упруго-водонапорного режима из хорошо известной в подземной гидромеханике зависимости

$$\Delta p(\Delta t) = \sum_{i=1}^{K} \frac{\Delta q_i}{4\pi\varepsilon} Ei\left(\frac{r_i^2}{4\chi\Delta t}\right), \qquad (1)$$

где $\Delta p(\Delta t)$ — изменение давления в точке наблюдения за время Δt; ε — гидропроводность; r_i — расстояние i-ой скважины до точки наблюдения; Δq_i — изменение дебита или приемистости за время Δt; χ — пьезопроводность; K — количество скважин.

Для предлагаемого метода видоизменим формулу (1) для условий учета K добывающих скважин и одной нагнетательной, а также заменим коэффициент пьезопроводности формулой

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n)}, \tag{2}$$

где k — коэффициент проницаемости; μ — динамическая вязкость; $\beta_{ж}$ — коэффициент сжимаемости жидкости; β_n — коэффициент сжимаемости породы; m — коэффициент открытой пористости.

В результате имеем

$$\Delta p_{j+1}(t_{j+1} - t_j) = \frac{\mu}{4\pi k \bar{h}} \left[\begin{array}{l} (R_{j+1} - R_j) Ei\left(\dfrac{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n) r_c^2}{4k\left(t_{j+1} - t_j\right)} \right) + \\ + \sum\limits_{i=1}^{K} \left[Q_i\left(t_{j+1}\right) - Q_i\left(t_j\right) \right] Ei\left(\dfrac{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n) r_i^2}{4k\left(t'_{j+1} - t'_j\right)} \right) \end{array} \right], \tag{3}$$

где $\bar{h}$ — средняя в окрестности нагнетательной скважины эффективная толщина пласта; r_c — радиус нагнетательной скважины; $Q_i(t_j)$, $Q_i(t_{j+1})$ — замер j и j+1 дебита жидкости по добывающей скважине i; $\left(t_{j+1} - t_j\right)$ — время между замером j+1 и замером j приемистости нагнетательной скважины; $\left(t'_{j+1} - t'_j\right)$ — время между замером j+1 и замером j дебита жидкости добывающей скважины i.

Для получения расчетной динамики забойного давления — $p(t_j)$ в нагнетательной скважине преобразуем формулу (3) для условий, когда по всем рассматриваемым скважинам синхронно проведены M замеров с интервалом Δt секунд, тогда имеем

$$p(t_j, k) = S_1 + \sum_{k=1}^{j-1} \frac{\mu}{4\pi k \bar{h}} \left[\begin{array}{l} (R_{k+1} - R_k) Ei\left(\dfrac{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n) r_c^2}{4k\Delta t} \right) + \\ + \sum\limits_{i=1}^{K} \left[Q_i\left(t_{j+1}\right) - Q_i\left(t_j\right) \right] Ei\left(\dfrac{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n) r_i^2}{4k\Delta t} \right) \end{array} \right], \tag{4}$$

где S_1 — первый замер забойного давления в нагнетательной скважине.

Согласно расчету по формуле (4), имеем множество расчетных забойных давлений $p(t_j)$ в нагнетательной скважине. Решим оптимизационную задачу на минимизацию суммы квадратов отклонений полученных значений $p(t_j)$ от фактических S_j

$$\sum_{j=1}^{M} \left(S_j - p(t_j, k) \right)^2 \to \min \tag{5}$$

относительно коэффициента проницаемости и получим основной фильтрационный параметр k.

Далее при подставлении в формулу (4) вместо радиуса скважины радиус контура ЗВС и найденную величину проницаемости можно рассчитать динамику пластового давления.

Задачу (5) можно решить методом прогона коэффициента проницаемости и выбора на основании совмещения теоретической и фактической зависимостей забойного давления от времени.

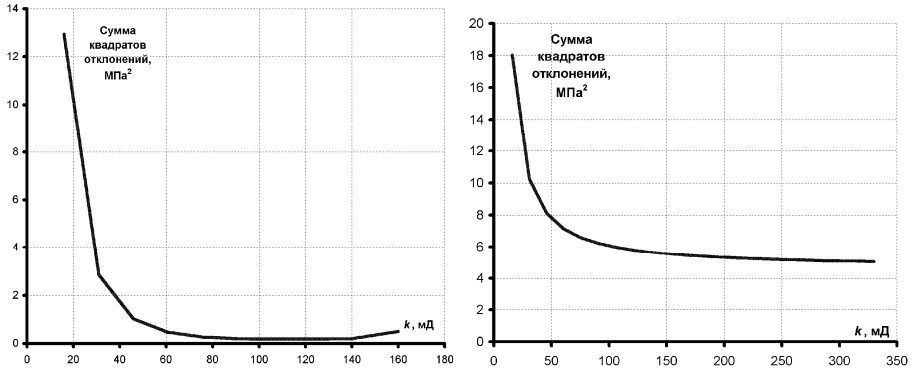
Естественно, чем меньше величина Δt, тем выше точность описываемого метода. На точность данного метода также будут влиять равномерность распределения толщин в зонах между исследуемой нагнетательной и добывающими скважинами, распределение насыщенностей (чем больше водонасыщенность, тем больше точность) и неоднородность пласта в зонах между скважинами. В частности, для многопластовых нагнетательных скважин использование данного метода нецелесообразно. Тем не менее

данный метод является довольно простым с точки зрения алгоритмизации и вычислительной нагрузки по сравнению с автоматической адаптацией модели ГПП.

Для численного решения (5) необходимо ввести целевую функцию

$$F(k) = \sum_{j=1}^{M} \left(S_j - p(t_j, k) \right)^2,$$

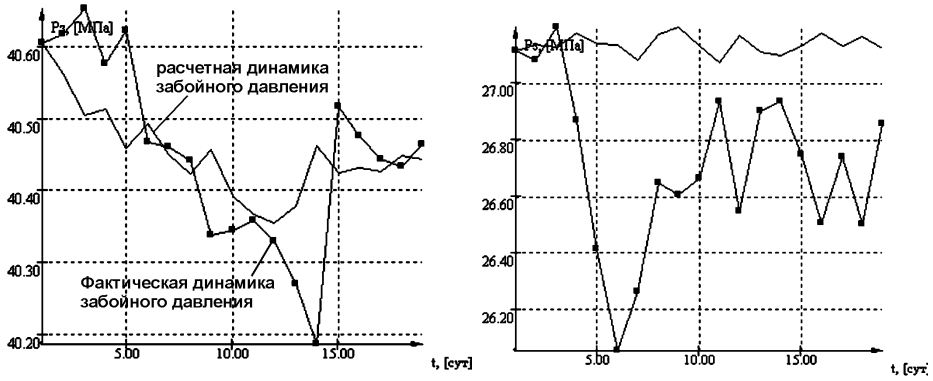
минимум которой необходимо найти. В зависимости от исходных данных вид кривой $F(k)$ может быть экстремальным (рис.1 *а*) или нет (рис.1 *б*).



а) б)

Рис. 1. ***Возможный вид целевой функции F(k):***
а — с характерным экстремумом $F_1(k)$; б — без экстремума $F_2(k)$

Вид функций $F(k)$, показанный на рис. 1 *б*, обычно связан с нарушением взаимосвязи между динамикой приемистостей и динамикой забойных или устьевых давлений (рис. 2 *б*).



а) б)

Рис. 2. ***Пример сопоставления расчетной и фактической динамик забойного давления:*** *а — скважины 3663 для $F_1(k) = min$ при $k = 114{,}2$ мД;*
б — скважины 503 для $F_2(k) = min$ при $k = k_1 = 350$ мД

Как видно из графиков на рис. 3, в правой половине области определения времени наблюдаются скачки устьевого давления, сопровождающиеся падением приемистости. Такие явления могут быть связаны с формированием неровного контура ЗВС вследствие трещинообразования, заколонных перетоков или промыва коллектора в зоны пласта с нестабильным пластовым давлением.

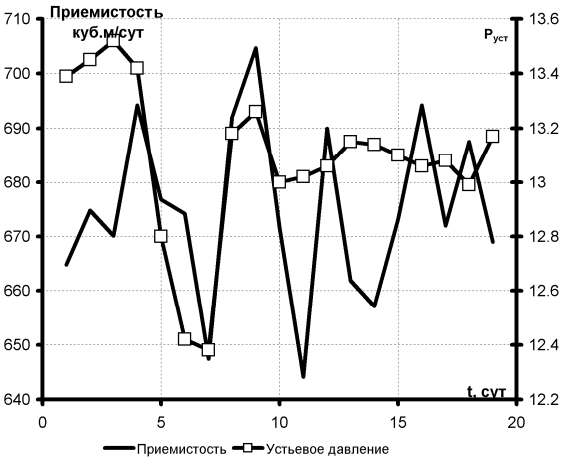


Рис. 3. ***Пример некондиционной для обработки фактической динамики приемистости и устьевого давления скв. 503***

Общая схема метода поиска экстремума $F(k)$ выглядит следующим образом.

1. Согласно требуемой точности принимается базовое приращение проницаемости Δk и допустимые пределы $k \in [k_0, k_1]$.

2. Принимается начальное приближение на итерации $I = 0$ – $k_{I=0} = k_0$.

3. Рассчитывается $F(k_{I=0})$, I=1.

4. Рассчитывается $F(k_I)$.

5. Если $F(k_I) > F(k_{I-1})$, то $\Delta k_I = -\Delta k_{I-1}\frac{3}{2}$. Иначе, если $\Delta k_I < \alpha$ (α — абсолютная точность искомой проницаемости), то найденная проницаемость k_I является искомой, и расчет считается завершенным. Также, если $k_I < k_0$, то $k_I = k_0$, $\Delta k_I = -\Delta k_{I-1}\frac{3}{2}$. Если $k_I > k_1$, то задача поиска экстремума неразрешима, то есть $F(k)$ соответствует виду на рис. 1 *б*.

6. $k_{I+1} = k_I + \Delta k_I$, инкремент индекса I=I+1. Переход к п. 4.

Рассмотрим пример для скв. 3663, пласт Ю1(1) Ван-Ёганского месторождения. Примем следующие исходные величины: μ = 1,5 мПа·с, $\bar{h}$=10 м, m = 27 %, $\beta_{ж}$ = 2,23 1/ГПа, β_n = 0,85 1/ГПа, Δt = 86 400 с. Динамика расчетных и фактических забойных давлений отражена в табл. 2 и на рис. 4 *а* для проницаемости k = 111,3 мД, соответствующей минимуму $F(k)$ (см. рис. 4 *б*).

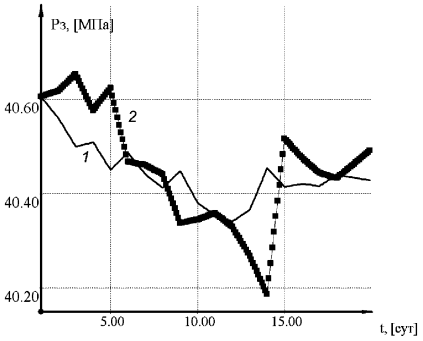
Таблица 2

Динамика режимов нагнетательной скв. 3663 Ван-Ёганского месторождения

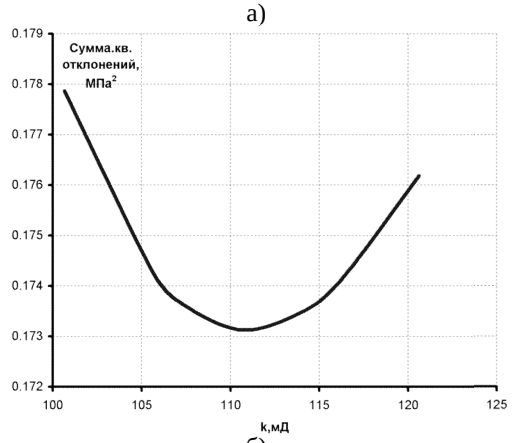
$p(t_j, k$ = 111,3 мД),МПа	R_j, м^3/сут	S_j, МПа	t, сут
40,6061	344,2	40,6061	1
40,5605	331,5	40,6173	2
40,4998	314,6	40,6536	3
40,5092	317,2	40,5761	4
40,4507	300,9	40,6235	5
40,4869	311,0	40,4676	6
40,4410	298,2	40,4607	7
40,4123	290,2	40,4410	8
40,4481	300,2	40,3379	9
40,3807	281,4	40,3447	10

Приведенный выше метод позволяет без специальных исследований, не снимая скважины с режима работы, рассчитать коэффициент проницаемости и пластовое давление в окрестности нагнетательных скважин. Разумеется, метод не учитывает неоднородности пласта по разрезу и простиранию, а также характер насыщения и многофазность фильтрующихся флюидов, поэтому может применяться для месторождений на поздних стадиях разработки с обводненностью выше средней. Согласно проведенному анализу, степенью влияния удаленных добывающих скважин можно пренебречь. На рис. 4 приведены примеры адаптации

фильтрационных свойств к фактическим режимам нагнетательных скважин Ван-Ёганского месторождения описанным выше методом.



а)



б)

Рис. 4. ***Подбор проницаемости по сопоставлению интерполированной динамики фактических и расчетных забойных давлений в нагнетательной скв. 3663:***
а — расчетная и фактическая динамика забойного давления (1 — расчетная динамика забойного давления, 2 — фактическая динамика забойного давления); б — целевая функция F(k)

Также интересно отметить тот факт, что при расчете фактического забойного давления относительно известной приемистости и устьевого давления иногда обнаруживаются отрицательные давления, свидетельствующие о повреждении (обрыв или негерметичность) насосно-компрессорных труб, которое приводит к резкому снижению фактических потерь давления на гидравлическое трение в трубах. В таких скважинах без специальных замеров забойного давления адаптацию моделей скважин и пластов провести невозможно.

Таким образом, решение задачи (5) позволяет найти проницаемость только в ЗВС нагнетательной скважины. В результате проведения таких исследований, как гидропрослушивание и трассерные исследования, а также анализа динамики зонального вытеснения, выявляются различия неоднородности эксплуатационных объектов.

Здесь предлагается метод анализа промысловых данных о режимах работы нагнетательных и добывающих скважин, с помощью которого предполагается выявить неоднородности пласта. Причем неоднородность пластовой системы может быть обусловлена как природными факторами формирования пластовой системы, так и результатом техногенного воздействия на нее со стороны наземных гидросистем и скважин.

Список литературы

1. Стрекалов А. В. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2002611864. Комплекс универсального моделирования технических гидравлических систем поддержания пластового давления (Hydra'Sym). – М. 2002.
2. Басниев К. С., Хайруллин М. Х., Шамсиев М. Н., Садовников Р. В., Гайнетдинов Р. Р. Интерпретация результатов газогидродинамических исследований вертикальных скважин // Газовая промышленность. – 2001. – № 3. – С. 41-42.
3. Стрекалов А. В. Грачев С. И. Программный комплекс гидродинамического моделирования природных и технических систем «Немезида Гидрасим 2014» (Nemesis Hydrasym 2014). Свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ № 2014614505. Заявка № 2014612343. Дата гос. регистрации 28 апреля 2014.
4. Стрекалов А. В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2007. – 664 с.

5. Савастьин М. Ю., Стрекалов А. В., Пуртова И. П.. Анализ и интерпретация динамики режимов работы скважин. – М., ВНИИОЭНГ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 6. – С. 34–36.

Сведения об авторах

***Грачев Сергей Иванович**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452) 283027, e-mail: grachevsi@mail.ru*

***Стрекалов Александр Владимирович**, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89220040077, e-mail: HYdRASYM@mail.ru*

***Хусаинов Артем Тахирович**, к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89220070151, e-mail: iQ-tyumen@mail.ru*

Information about the authors

***Grachev S. I.**, Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: grachevsi@mail.ru*

***Strekalov A. V.**, Doctor of Engineering, professor, Industrial University of Tyumen, phone: 89220040077, e-mail: HYdRASYM@mail.ru*

***Husainov A. T.**, Candidate of Science in Engineering, associate professor, Industrial University of Tyumen, State Oil and Gas University, phone: 89220070151, e-mail: iQ-tyumen@mail.ru*