

Определение критического безгазового дебита нефтяных скважин при помощи гидродинамического моделирования

Кулеш В.А., Исламов Р.Р.

ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
kuleshva@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Статья посвящена теме определения критического безгазового дебита нефтяных горизонтальных скважин (ГС) при разработке подгазовых зон. С понятием критического дебита связано много споров в сообществе инженеров, занимающихся разработкой нефтегазовых залежей. В первую очередь вопросы вызывают уже существующие аналитические методики определения критического дебита, так как аналитические формулы не учитывают многие особенности, которые позволяет учесть ГДМ. В данной статье будет продемонстрирована разработанная методика определения критического дебита при помощи гидродинамической модели (ГДМ).

Материалы и методы

Методика определения критического безгазового дебита разрабатывалась с использованием языка программирования Python и гидродинамического симулятора РН-КИМ.

Ключевые слова

критический дебит, нефтегазовые залежи, нефтяная оторочка

Для цитирования

Кулеш В.А., Исламов Р.Р. Определение критического безгазового дебита нефтяных скважин при помощи гидродинамического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 58–62. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-58-62

Поступила в редакцию: 08.08.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Determination of critical gas free rate of oil production wells using hydrodynamic modeling

Kulesh V.A., Islamov R.R.

“RN-BashNIPNeft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
kuleshva@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article is devoted to the topic of determining the critical flow rate of oil wells when working with oil-and-gas pools. Critical flow rate is the well flow rate at which the equilibrium condition of the gas cone is satisfied, which makes it possible to avoid early gas breakthrough into the wells. There is a lot of controversy associated with the concept of critical flow rate in the community of engineers involved in the development of oil-and-gas pools. Questions are raised by the already existing methods for determining the critical flow rate, since their accuracy is not always satisfactory. This article provides answers to these questions as well as demonstrate the developed method for determining the critical rate using hydrodynamic modeling.

Materials and methods

The method for determining the critical flow rate was developed using the Python programming language and the hydrodynamic simulator RN-KIM.

Keywords

critical rate, oil-and-gas pools, oil rim

For citation

Kulesh V.A., Islamov R.R. Determination of critical gas free rate of oil production wells using hydrodynamic modeling. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 58–62. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-58-62

Received: 08.08.2023

Введение

Одной из задач эффективной разработки является определение оптимального режима эксплуатации скважин для того, чтобы избежать преждевременного прорыва газа газовой шапки в нефтяные скважины. В научном сообществе часто поднимается вопрос «критического дебита» — такого дебита, при котором удовлетворяется условие равновесия конуса.

Однако много вопросов вызывает точность аналитических методик определения критического дебита, потому что разные методики показывают существенно отличающиеся друг от друга результаты. Данная статья дает ответы на ряд вопросов, связанных с понятием критического дебита: насколько точными являются аналитические методики и как определить критический дебит при помощи ГДМ.

Результаты и обсуждение

Литературный обзор методик определения критического дебита

Методы определения критического дебита довольно подробно изучались как зарубежными, так и отечественными исследователями. Так, в работе [1] были определены практические значения для критического дебита на единицу длины горизонтальной

скважины. Также было отмечено, что критический дебит снижается при уменьшении вертикальной проницаемости.

Эфрос Д.А. [2] вывел зависимость для критического безгазового дебита ГС, которая основана на предположении, что критический дебит практически не зависит от радиуса дренирования. Стоит отметить, что предложенная зависимость не учитывает влияние вертикальной проницаемости. Giger F. и Karcher V. [3] вывели формулу для критического безгазового дебита ГС, подобную выражению Эфроса Д.А. В подходе Karcher V. вертикальная проницаемость также не принималась во внимание.

В более поздних работах наблюдается уклон в сторону гидродинамического моделирования, так как все больше стало появляться статей с мнением, что аналитические методики не совсем точные. Так, Verga F. в своей работе [4] наглядно показал неточность аналитических методик по сравнению с гидродинамическим моделированием и сделал вывод, что необходимо отойти от практики применения аналитических методик и пользоваться именно гидродинамическим моделированием.

Такой же вывод был сделан и в работе [5] компании Schlumberger. Автором была отмечена неточность аналитических методик. В качестве альтернативы предложен расчетный модуль, который, основываясь на входных данных пласта, строит синтетическую секторную модель и производит расчет критического дебита.

Таким образом, использование аналитических формул для определения оптимального режима работы скважины при разработке залежей, осложненных проблемой конусообразования, не рекомендуется. Данный вывод сделан на основе научных трудов, в которых проводилось сопоставление результатов расчета критического дебита по аналитическим формулам и по ГДМ. Установлено, что аналитические формулы показывают существенную неточность и при этом имеют значительные разногласия между собой в силу допущений, которые, по-видимому, оказывают очень существенное влияние на результаты расчетов. Аналитические методы можно применять только для первичной оценки критического дебита или для проведения экспресс-анализа чувствительности критического дебита к изменению параметров пласта, но не для определения критического дебита и последующей корректировки режима работы скважин на его основе.

Условие равновесия конуса газа

Конусообразование — термин, используемый для описания механизма движения

подстилающей воды вверх или газа вниз к забойу нефтяной добывающей скважины.

Образование конуса газа является результатом движения пластовых флюидов в направлении градиента давлений в пласте, который, в свою очередь, частично уравновешивается тенденцией газа и нефти поддерживать гравитационное равновесие.

Таким образом, когда баланс между гравитационными и динамическими силами соблюдается, то конус стабилен или развивается равномерно, но когда вертикальный градиент давления, вызываемый отбором в скважине, существенно превышает гидростатический градиент, обусловленный отличием плотностей нефти и газа, то конус газа начинает быстро прорываться в скважину [6]. Следовательно, можно вывести условия равновесия конуса. Основопологающей работой, посвященной исследованию конусообразования, является работа [7], где рассмотрены условия устойчивости конуса (рис. 1).

Согласно данной работе, условие равновесия выражается через фильтрационный потенциал, который рассчитывается по формуле (1):

$$\Phi = P - \frac{\rho_n g h}{101325}, \quad (1)$$

где P — пластовое давление в точке, для которой рассчитывается потенциал, атм; ρ_n — плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³;

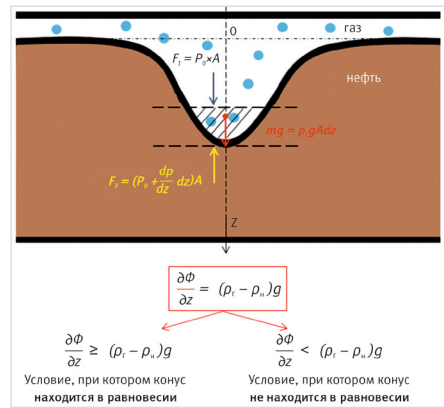


Рис. 1. Условие равновесия конуса
Fig. 1. Cone equilibrium condition

g — ускорение свободного падения, м/с²;
 h — высота точки, для которой рассчитывается потенциал, над некоторой выбранной отметкой, например над уровнем начального ВНК, м.

И условие равновесия выглядит следующим образом:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial z} \geq (\rho_n - \rho_g) g, \quad (2)$$

где $\frac{\partial \Phi}{\partial z}$ — вертикальный градиент фильтрационного потенциала, атм/м разность $\rho_n - \rho_g$ плотностей газа и нефти в пластовых условиях, кг/м³.

Табл. 1. Параметры используемой гидродинамической модели
Tab. 1. Parameters of the reservoir model

Параметры модели		
Параметр	Значение	Ед. изм
Нефтенасыщенная толщина (ННТ)	10	м
Газонасыщенная толщина (ГНТ)	13	м
Проницаемость	370	мД
Пористость	0,16	д.ед.
Вязкость нефти	6	сП
Плотность нефти в пл. усл.	778	кг/м ³
Плотность газа в пл. усл.	135	кг/м ³
Начальное пластовое давление	140	атм
Количество ячеек по осям X, Y, Z соответственно	50×250×100	кол-во
Размер ячеек по X, Y, Z	10×10×0,25	м
Песчанистость	1	д.ед.
Анизотропия проницаемости	0,1	д.ед.

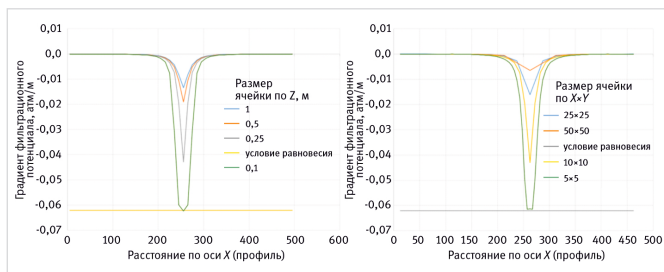


Рис. 2. Анализ чувствительности результатов расчетов к изменению размера ячейки модели
Fig. 2. Sensitivity analysis of model cell size

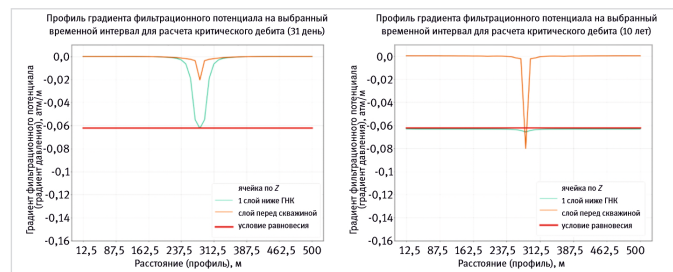


Рис. 3. Профиль градиента фильтрационного потенциала при расчете критического дебита при помощи подбора контроля по дебиту жидкости
Fig. 3. Seepage potential profile gradient when calculating critical liquid rate using selection of liquid rate control

Обоснование выбранного размера ячейки модели

Основным фактором, от которого зависит точность определения режима эксплуатации скважины, при котором будет поддерживаться условие равновесия конуса, является достоверное определение вертикальных градиентов давлений. В связи с этим был проведен анализ чувствительности профилей вертикальных градиентов давлений к изменению размера ячейки модели по вертикали, то есть по оси Z и по латерали, то есть по осям X и Y (рис. 2).

По результатам анализа чувствительности был выбран размер ячейки по X, Y, равный 10 метров и 0,25 метров по Z. Меньший размер ячеек приведет к существенно большему времени получения результата, при этом без значимого влияния на точность определения критического режима эксплуатации. Однако стоит отметить, что в конкретных условиях пласта оптимальный размер ячейки может отличаться. Например, при большей нефтенасыщенной толщине (ННТ), меньшем значении коэффициента анизотропии проницаемости k_z/k_r и меньшей вязкости нефти оптимальный размер ячейки может быть больше.

Создание методики определения критического дебита при помощи ГДМ на языке программирования Python

Демонстрация работы методики будет проведена на синтетической гидродинамической модели одной из нефтегазовых залежей (табл. 1).

Для создания алгоритма использовался язык программирования Python, так как в гидродинамическом симуляторе PH-KIM реализована возможность использования пользовательских скриптов на данном языке программирования.

Для создания методики определения критического безгазового дебита применены два подхода, при которых контролировалось условие равновесия конуса газа:

- контроль по дебиту жидкости;
- контроль по депрессии.

Алгоритм на языке Python для случая подбора дебита жидкости выглядит следующим образом:

- запуск симулятора на расчет модели при определенном заданном начальном контроле по дебиту жидкости;
- на каждый расчетный шаг (сутки) при помощи пользовательского скрипта выгружается значение градиента фильтрационного потенциала между ячейками;
- во всех ячейках ниже газонефтяного контакта (ГНК) проверяется соответствие градиента фильтрационного потенциала условию равновесия на некотором заданном пользователем расчетном шаге модели. Такая возможность реализована по причине того, что если каждый раз рассчитывать модель на полный срок разработки, это существенно увеличит время получения результата;
- если хотя бы на одном слое ниже ГНК значение градиента фильтрационного потенциала не удовлетворяет условию равновесия, контроль по дебиту жидкости умножается на заданный пользователем коэффициент, который меньше единицы, и расчет повторяется;
- если же на заданный пользователем расчетный шаг во всех слоях выполняется условие равновесия, расчет

прекращается и выводится значение критического дебита.

Однако у такого подхода есть существенный недостаток. Он заключается в том, что тот критический дебит, который был на заданном пользователем расчетном шаге, может быть неактуален для более позднего состояния пластовой системы.

Даже при условии поддержания пластового давления дебит может уменьшаться из-за снижения относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти или из-за неустановившегося режима работы, то есть из-за изменения со временем радиуса «депресссионной воронки». За счет этого, для поддержания заданного дебита, необходимо снижать забойное давление, что в определенный момент приводит к нарушению равновесного состояния. На рисунке 3 показан профиль градиента фильтрационного потенциала для ячеек ниже ГНК на момент расчета критического дебита (31 день) и профиль градиента фильтрационного потенциала, когда впервые существенно не выполняется условие равновесия (спустя 10 лет расчета).

Видно, что уже после десяти лет эксплуатации условие равновесия не выполняется, и по рисунку 4 можно заметить, что конус газа прорывается в скважину. Спустя 11 лет превышает ограничение по газовому фактору, равное $2\ 500\ \text{м}^3/\text{м}^3$.

Алгоритм для подхода, при котором рассчитывается критическая депрессия,

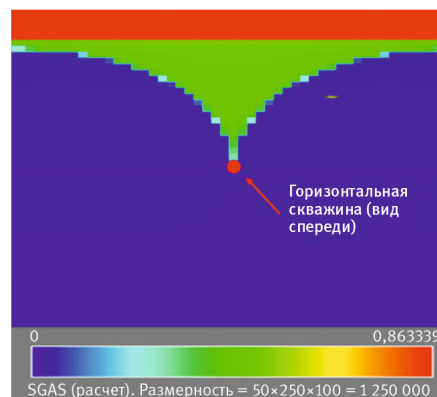
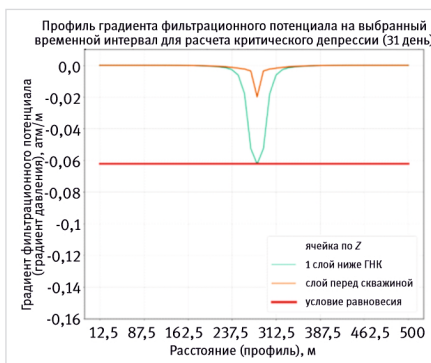


Рис. 4. Профиль газонасыщенности при работе скважины на критическом дебите, рассчитанном при помощи подбора контроля по дебиту жидкости
Fig. 4. Gas saturation profile when the well produces at a critical liquid rate, calculated using selection of liquid rate control

выглядит аналогично подходу с определением дебита, отличие только в том, что варьируется контроль по депрессии.

По рисунку 5 можно заметить, что, в отличие от предыдущего подхода, условие равновесия не превышает даже спустя 10 лет эксплуатации. По профилю газонасыщенности на рисунке 6 видно, что конус газа

Рис. 5. Профиль градиента фильтрационного потенциала при расчете критической депрессии при помощи подбора контроля по депрессии
Fig. 5. Seepage potential profile gradient when calculating critical depression using selection of depression control



Рис. 6. Профиль газонасыщенности при работе скважины на критической депрессии, рассчитанной при помощи подбора контроля по депрессии
Fig. 6. Gas saturation profile when the well produces at a critical depression, calculated using selection of depression control

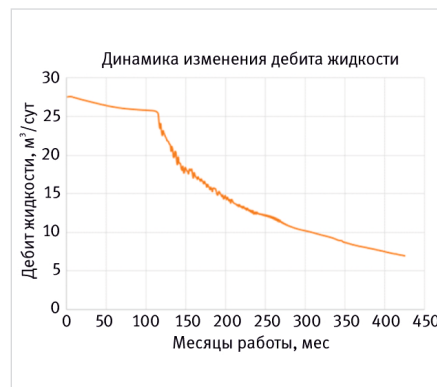


Рис. 7. Динамика критического дебита во времени
Fig. 7. Critical liquid rate time history

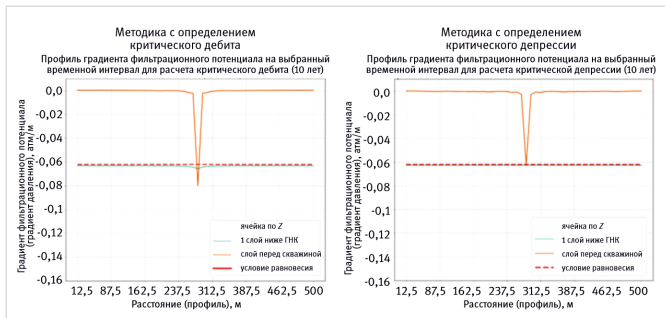


Рис. 8. Сравнение профилей градиента фильтрационного потенциала, приведенного к одному времени расчета, для двух методик

Fig. 8. Comparison of seepage potential gradient profiles reduced to same calculation time for both methods

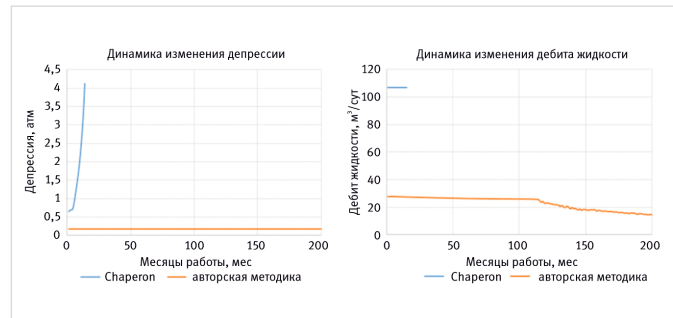


Рис. 9. Сравнение динамики изменения депрессии и дебита жидкости во времени при определении критического режима работы скважины по методике Шарперон и по авторской методике

Fig. 9. Comparison of liquid rate and depression time histories when determining the critical well operation using the Chaperon method and the author's method

не прорывается, а распределяется по горизонтали, и газовый фактор превышает ограничение лишь после 35 лет эксплуатации.

Кроме того, при использовании данной методики можно получить динамику изменения критического дебита во времени, пример которой показан на рисунке 7.

На рисунке 8 показаны профили фильтрационного потенциала спустя 10 лет работы для двух методик в сравнении. Можно заметить, что условие равновесия в определенный момент не выполняется в случае методики с подбором критического дебита. Именно поэтому в данном случае после 11 лет работы модели газовый фактор превышает ограничение, равное $2\ 500\ \text{м}^3/\text{м}^3$. Так происходит по причине того, что даже если выполняется условие равновесия, конус газа постепенно приближается к скважине, что приводит к уменьшению нефтенасыщенной толщины, и для достижения заданного дебита жидкости требуется увеличение депрессии, а соответственно, и изменение градиента фильтрации. Следовательно, тот критический дебит, который удовлетворял условию равновесия раньше, уже будет неактуален. Однако использование критической депрессии позволяет решить эту проблему, и условие равновесия будет выполняться.

Проведено сравнение разработанной методики на языке Python с аналитической методикой Шарперон [1] (рис. 9, 10). Сравнение показало, что аналитическая методика существенно превышает критический дебит жидкости и не позволяет добиться более равномерного движения конуса в сторону скважины. На рисунке 9 видно, что по методике Шарперон уже спустя год эксплуатации скважины прекращается по причине достижения ограничения по газовому фактору.

Кроме того, был проведен ретроспективный анализ на одном из месторождений, геолого-физические параметры которого использовались для демонстрации работы методики. Изначально эксплуатация велась с высоким режимом работы порядка $100\ \text{м}^3/\text{сут}$, что приводило к частым прорывам газа. Снизив интенсивность отборов до $27\ \text{м}^3/\text{сут}$ (рис. 11), удалось достичь стабильной работы скважины без прорывов, что подтверждает целесообразность использования предложенного подхода, согласно которому критический режим эксплуатации равен $26\ \text{м}^3/\text{сут}$.

Итоги

Оперирование критическим дебитом при разработке нефтегазовых залежей связано с определенными сложностями, так как

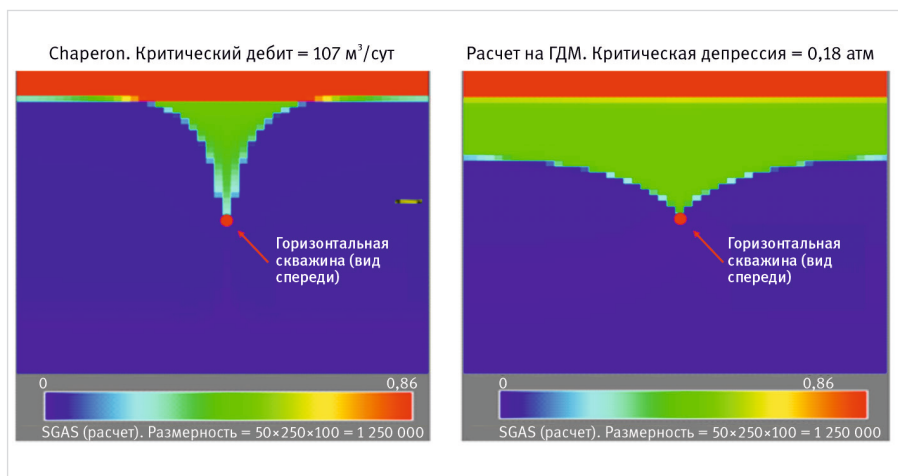


Рис. 10. Сравнение профилей газонасыщенности при работе скважины на критическом дебите, рассчитанном по методике Шарперон, и по разработанной методике при помощи ГДМ

Fig. 10. Comparison of gas saturation profiles during the operation of the well at a critical rate, calculated by Chaperon method and by the developed method using hydrodynamic modeling



Рис. 11. Пример оптимизации режима работы скважины на реальном месторождении

Fig. 11. An example of optimizing the well operation mode in a real field

критический дебит будет меняться в зависимости от текущего состояния пластовой системы. Данные изменения могут происходить как по причине снижения ОФП по нефти, так и вследствие нестационарного поля давлений. Выявлено, что наиболее предпочтительный способ определения критического режима эксплуатации скважины — это оперировать критической депрессией.

При использовании аналитической методики результаты расчета критического дебита завышаются примерно в 4 раза по сравнению с разработанной методикой с использованием ГДМ.

Выводы

Разработан способ определения критической депрессии скважин при помощи гидродинамического моделирования. Подход позволит проводить корректировку режима работы скважин, осложненных частыми прорывами газа. Вполне возможно, что снижение депрессии до условий, при которых будет сохраняться условие равновесия, приведет к эффекту в долгосрочном периоде из-за меньших остановок скважин.

Проведен ретроспективный анализ на месторождении, где изначально эксплуатация велась с высоким режимом работы порядка $100 \text{ м}^3/\text{сут}$, что приводило к частым прорывам

газа. Снижение интенсивности отборов до $27 \text{ м}^3/\text{сут}$ позволило достичь стабильной работы скважины без прорывов, что подтверждает достаточную точность предложенного подхода для определения критического режима эксплуатации, согласно которому он равен $26 \text{ м}^3/\text{сут}$, относительная погрешность составляет 4 %. Результаты данного анализа также согласуются с выводом, что аналитические методики способны завышать критический режим работы скважины вплоть до 300 %, так как по результатам расчета при помощи аналитической методики критический режим оказался равен $107 \text{ м}^3/\text{сут}$. Эксплуатация с таким режимом влечет существенное нарушение гравитационного равновесия в пласте, что приводит к быстрым прорывам газа.

Литература

1. Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. SPE annual technical conference and exhibition, 5–8 October 1986, New Orleans, SPE-15377-MS. (In Eng).
2. Эфрос Д.А. Исследования фильтрации неоднородных систем. Москва: Гостехиздат, 1963. 352 с.
3. Karcher B., Giger F., Combe J. Some practical formulas to predict horizontal well

behavior. SPE annual technical conference and exhibition, 5–8 October 1986, New Orleans, SPE-15430-MS. (In Eng).

4. Verga F., Viberti D., Verrano P. Prediction of water coning and water cresting: analytical or numerical models? Offshore mediterranean conference and exhibition, Ravenna, 28–30 March 2007, Italy. OMC-2007-173 (In Eng).
5. Espinola O., Guzman J.D., Pineda H. An integrated and reliable workflow to determine critical rates for gas and water coning in oil and gas reservoirs – a multi well approach, case study Pemex, Mexico. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2016, SPE-180775-MS. (In Eng).
6. Бравичева Т.Б., Бравичев К.А., Палий А.О. Компьютерное моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. Нижний Новгород: Вектор ТИС, 2007. 352 с.
7. Muskat M., Wyckoff R.D. An approximate theory of water coning in oil production. Transactions of the AIME, 1935, Vol. 114, issue 1, P. 144–163. (In Eng).

ENGLISH

Results

Operating a critical flow rate in the development of oil and gas deposits is associated with certain difficulties, since the critical flow rate will vary depending on the current reservoir conditions. These changes can occur both due to a decrease in relative permeability for oil, and due to a non-stationary pressure field.

It was found that the most preferred way to determine the critical operation of well is to operate with critical drawdown.

When using the analytical methodology, the results of calculating the critical flow rate are overestimated by about four times, compared with the developed methodology using the hydrodynamic model.

Conclusions

A method has been developed for determining the critical drawdown of wells using hydrodynamic modeling. The approach will make it possible to adjust the well operation complicated by frequent gas breakthroughs.

It is quite possible that lowering the drawdown to the conditions under which the equilibrium condition will be maintained, will lead to an effect in the long term due to fewer well shutdowns.

A retrospective analysis was carried out at the field, where initially well was operating at high operating mode of about $100 \text{ м}^3/\text{day}$, which led to frequent gas breakthroughs. Reducing the rate to $27 \text{ м}^3/\text{day}$ made it possible to achieve stable operation of the well without breakthroughs, which confirms the sufficient accuracy of the proposed approach to determine the critical well operation, according to which it is equal to $26 \text{ м}^3/\text{day}$, the relative error is 4 %. The results of this analysis are also consistent with the conclusion that analytical methods overestimate the critical well operation up to 300 %. According to the results of calculation using the analytical method, the critical well operation is $107 \text{ м}^3/\text{day}$. Such well operation leads to a significant violation of the gravitational equilibrium in the reservoir, which leads to rapid gas breakthroughs.

References

1. Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. SPE annual technical conference and exhibition, 5–8 October 1986, New Orleans, SPE-15377-MS. (In Eng).
2. Efros D.A. Investigation of filtration of heterogeneous systems. Moscow: Gostoptekhizdat, 1963, 351 p. (In Russ).
3. Karcher B., Giger F., Combe J. Some practical formulas to predict horizontal well behavior. SPE annual technical conference and exhibition, 5–8 October 1986, New Orleans, SPE-15430-MS. (In Eng).
4. Verga F., Viberti D., Verrano P. Prediction of water coning and water cresting: analytical or numerical models? Offshore mediterranean conference and exhibition, Ravenna, 28–30 March 2007, Italy, OMC-2007-173 (In Eng).
5. Espinola O., Guzman J.D., Pineda H. An integrated and reliable workflow to determine critical rates for gas and water coning in oil and gas reservoirs – a multi well approach, case study Pemex, Mexico. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2016, SPE-180775-MS. (In Eng).
6. Bravicheva T.B., Bravichev K.A., Paliy A.O. The computer modeling of oilfield development processes. Nizhny Novgorod: Vector TIS, 2007, 352 p. (In Russ).
7. Muskat M., Wyckoff R.D. An approximate theory of water coning in oil production. Transactions of the AIME, 1935, Vol. 114, issue 1, P. 144–163. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кулеш Владислав Александрович, старший специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: kuleshva@bnipi.rosneft.ru

Исламов Ринат Робертович, к.ф.-м.н., начальник отдела, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Kulesh Vladislav Aleksandrovich, senior specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: kuleshva@bnipi.rosneft.ru

Islamov Rinat Robertovich, ph.d in physics and mathematics, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia