

Влияние PVT-свойств и критической газонасыщенности нефти на динамику газового фактора при разработке нефтяных залежей

Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш., Кулеш В.А., Ялаев А.В., Середин К.И.

ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

islamovrr@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В работе представлены результаты расчетов, проведенных с применением гидродинамических моделей, для исследования поведения динамики газового фактора при разработке нефтяной залежи без поддержания пластового давления либо с неполной компенсацией отборов. Рассмотрено влияние на динамику газового фактора как различных геолого-физических характеристик залежи, таких как газосодержание и вязкость нефти, критическая газонасыщенность коллектора, так и технологических факторов — таких как степень компенсации отборов.

Показано, что при разработке нефтяной залежи с предельной насыщенной нефтью в условиях неполной компенсации пластового давления газовый фактор может превышать начальное газосодержание на один или несколько порядков. При этом степень превышения газового фактора над газосодержанием существенным образом зависит от указанных выше геолого-физических характеристик.

Материалы и методы

Влияние геологических характеристик на динамику газового фактора исследовалось с помощью многовариантного численного гидродинамического моделирования.

Ключевые слова

попутный нефтяной газ, растворенный газ, газовый фактор, газосодержание, гидродинамическое моделирование

Для цитирования

Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш., Кулеш В.А., Ялаев А.В., Середин К.И. Влияние PVT-свойств и критической газонасыщенности нефти на динамику газового фактора при разработке нефтяных залежей // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 34–39.

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-34-39

Поступила в редакцию: 14.05.2024

GAS INDUSTRY

UDC 622.276 | Original Paper

The effect of oil PVT-properties and critical gas saturation on the gas oil ratio during the development of oil reservoirs

Islamov R.R., Muslimov B.Sh., Kulesh V.A., Yalayev A.V., Seredin K.I.

“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

islamovrr@bnipi.rosneft.ru

Abstract

In this paper are presented the results of calculations using hydrodynamic models carried out to study the behavior of the dynamics of the gas oil ratio during the development of an oil reservoir without maintaining reservoir pressure or with incomplete reservoir pressure maintenance.

It is shown that under conditions of incomplete compensation of reservoir pressure, depending on geological factors, the gas oil ratio can exceed the initial gas solubility by one or several orders of magnitude in case of developing a saturated oil reservoir.

The paper reflects the main tasks that were solved in the course of the work, and the obtained results.

Materials and methods

The effect of geological characteristics on dynamics of the gas oil ratio was investigated using multivariate computational hydrodynamic modeling.

Keywords

associated petroleum gas, dissolved gas, gas oil ratio, hydrodynamic modeling

For citation

Islamov R.R., Muslimov B.Sh., Kulesh V.A., Yalayev A.V., Seredin K.I. The effect of oil PVT-properties and critical gas saturation on the gas oil ratio during the development of oil reservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 4, P. 34–39. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-34-39

Received: 14.05.2024

Введение

В ряде случаев нефтяные залежи разрабатываются без поддержания пластового давления (ППД) или с неполной компенсацией отборов закачкой. Это может быть связано с экономической нецелесообразностью организации или запаздыванием ввода системы ППД, либо обусловлено неэффективностью организации системы ППД, что может иметь место в низкопроницаемых или гидрофобных коллекторах [1, 2]. В таком случае при снижении пластового давления ниже значения давления насыщения нефти происходит высвобождение растворенного в нефти газа. В процессе разгазирования нефти сначала увеличивается коэффициент газонасыщенности в поровом пространстве. После того как он достигает критического значения, выделившийся растворенный газ (РГ) становится подвижным, и отмечается рост газового фактора (ГФ) в добывающих скважинах. В некоторых работах рассматривается механизм увеличения газового фактора за счет газа, растворенного в воде [3]. Однако используемая в работе модель Black Oil не позволяет учесть такой фактор.

В зависимости от степени снижения текущего пластового давления ниже давления насыщения, от соотношения подвижностей нефти и газа ГФ, обусловленный выделением растворенного газа, может существенно превысить газосодержание (ГС) нефти [4, 5, 6]. Поскольку происходит разгазирование как подвижной, так и неподвижной нефти, коэффициент извлечения растворенного газа (КИГ по РГ) может существенно превысить коэффициент извлечения нефти (КИН).

Необходимость учета данного явления отмечена, в частности, во Временном методическом подходе [7], принятом на заседании секции углеводородного сырья экспертно-технического совета Государственного комитета по запасам.

Целью исследования является проведение многовариантных расчетов с модификацией различных параметров, определение зависимости динамики ГФ от степени снижения пластового давления и от выработки запасов растворенного газа, определение степени роста ГФ по РГ выше значения начального ГС нефти.

Результаты и обсуждение

Вычислительный эксперимент по анализу влияния различных геолого-физических характеристик на КИГ и ГФ по РГ

С целью оценки того, в каких пределах может изменяться ГФ по РГ и насколько он может превышать газосодержание нефти, были проведены многовариантные расчеты с применением модуля REXLab корпоративного программного комплекса «РН-КИМ» [8].

Вычислительный эксперимент был проведен следующим образом. Ряд геолого-физических характеристик пласта был зафиксирован и не изменялся. Фиксированные параметры пласта приведены в таблице 1.

Данные условия залегания в среднем соответствуют нижнемеловым отложениям Западной Сибири. Моделировался участок, соответствующий чисто нефтяной зоне. При проведении эксперимента намеренно рассматривалась зона без газовой шапки, т. к. ее наличие облегчает фильтрацию свободного газа, выделившегося в ходе разгазирования нефти.

В ходе эксперимента варьировался коэффициент критической газонасыщенности с целью оценки степени чувствительности

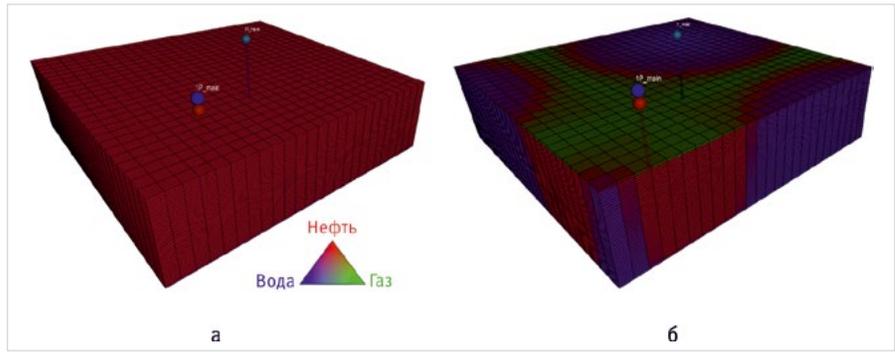


Рис. 1. Тернарный куб насыщенности элемента разработки: а — на момент начала разработки; б — через 30 лет разработки

Fig. 1. Ternary cube of saturation of development element: а – at the start of development; б – after 30 years of development

динамики ГФ по РГ к данной характеристике коллектора. Как известно из литературных источников [9], коэффициент критической газонасыщенности пласта достаточно трудно определить экспериментально, обычно он варьирует в пределах от 2 до 10 %. В данной работе был принят более широкий диапазон изменения данного параметра с целью наглядной демонстрации влияния коэффициента критической газонасыщенности на динамику ГФ по РГ.

Также варьировались свойства нефти в более широком диапазоне, чем это присуще нижнемеловым отложениям Западной Сибири [10]. В ходе вычислительного эксперимента изменялись следующие параметры нефти: вязкость от 0,8 до 70 мПа·с; газосодержание от 56 м³/м³ до 282 м³/м³.

Стоит отметить, что вязкость и газосодержание нефти изменялись независимо друг от друга, что позволяет рассмотреть их различные комбинации, в том числе и те, которые маловероятно встретить в природе, например нефть со сравнительно высокой вязкостью и высоким газосодержанием. Также в ходе вычислительного эксперимента рассматривались варианты с разными целевыми степенями компенсации отборов.

Полный перечень варьруемых параметров и их значения приведены в таблице 2. Всего получено 625 вариантов, соответствующих всевозможным комбинациям данных параметров.

Табл. 1. Фиксированные геолого-физические характеристики пласта
Tab. 1. Fixed geological and physical characteristics of the formation

Показатель	Значение
Пластовая температура, °С	65
Пластовое давление, МПа	22,5
Давление насыщения нефти, МПа	22,5
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	10
Пористость, д.ед.	0,18
Проницаемость, мкм ²	0,05
Анизотропия вертикальной и горизонтальной проницаемости пласта, д.ед.	0,1
Начальная нефтенасыщенность пласта, д.ед.	0,8

Моделируется элемент пятиточечной системы разработки с линейными размерами 500×500 м, что соответствует площади одного элемента разработки в 25 га. При этом размер ячейки в модели составляет 20×20×0,25 м.

На рисунке 1 показан тернарный куб насыщенности, соответствующий начальному состоянию элемента разработки и состоянию через 30 лет разработки.

На рисунке 2 показаны кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системах «вода–нефть» и «газ–нефть». Кривые соответствуют гидрофильному коллектору и получены по корреляции Кори. Используются средние значения параметров корреляции Кори из литературных источников [9]. Для всех расчетов, проходивших в рамках вычислительного эксперимента,

Табл. 2. Геолого-физические характеристики пласта и флюида и параметры разработки, варьируемые в ходе вычислительного эксперимента
Tab. 2. Geological and physical characteristics of the formation and development parameters varied during the computational experiment

Показатель	Значение
Коэффициент критической газонасыщенности, д.ед.	0
	0,05
	0,10
	0,15
	0,20
Вязкость нефти, мПа·с	0,8
	2,5
	7,5
	25
	70
Газосодержание нефти, м ³ /м ³	56
	99
	141
	183
	282
Целевая компенсация отборов закачкой, %	0
	25
	50
	75
	100

использовались одни и те же кривые ОФП, за исключением концевой точки, соответствующей критической газонасыщенности (S_{gr}^c). Значения данной концевой точки задавались в диапазоне от $S_{gr}^c = 0$ до $S_{gr}^c = 0,2$. Кривая ОФП по газу соответствующим образом масштабировалась.

Режим работы скважин задавался следующим образом. Целевой дебит добывающей скважины по жидкости составлял $10 \text{ м}^3/\text{сут}$, максимальное забойное давление нагнетательной скважины — 36 МПа , что соответствует предельной репрессии 60% . Минимальное забойное давление добывающей скважины установлено в $0,1 \text{ МПа}$.

Ограничения по остановке скважин были заданы следующие: минимальный дебит нефти — $0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$, максимальная объемная обводненность — $98,5 \%$, предельный ГФ — $1 \text{ млн м}^3/\text{м}^3$. Задание таких ограничений позволило проводить расчет до практически полной выработки подвижных запасов нефти и возможности более подробного анализа завершающей части разработки. Длительность прогноза была задана 100 лет .

Результаты вычислительного эксперимента

Результаты вычислений приведены в виде палеток зависимости безразмерного газового фактора от безразмерного пластового давления, а также в виде зависимости безразмерного газового фактора от КИГ по РГ.

Здесь под безразмерным ГФ подразумевается отношение ГФ по РГ к начальному ГС, под безразмерным давлением — отношение текущего пластового давления к давлению насыщения Рпл/Рнас, а под КИГ по РГ — отношение накопленной добычи РГ к начальным геологическим запасам РГ.

На рисунке 3 показан пример зависимости динамики ГФ от степени снижения пластового давления относительно давления насыщения, а также от выработки запасов растворенного газа. Для иллюстрации выбран случай коллектора с критической газонасыщенностью $S_{gr}^c = 0,05$ д.ед. и нефти с ГС $99 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при целевой компенсации отборов закачкой в 25% . Приведены кривые для нефти с разной вязкостью.

Видно, что даже для нефти со сравнительно невысоким ГС при существенном снижении пластового давления ниже давления насыщения на $30\text{--}40 \%$ возможно получить в продукции скважины ГФ, на порядок превышающий ГС. Причем степень максимально возможного превышения ГФ над ГС определяется вязкостью нефти: чем больше вязкость нефти в пластовых условиях, тем выше получаются значения ГФ по РГ. Этот результат можно объяснить с использованием аналитической формулы М. Маскета для разработки нефтяной залежи в режиме растворенного газа [11], согласно которой газовый фактор прямо пропорционален вязкости нефти и обратно пропорционален вязкости газа:

$$R = R_s(p) + \frac{\mu_o(p)B_o(p)}{\mu_g(p)B_g(p)} C \frac{k_{r_g}(S_w, S_g)}{k_{r_o}(S_w, S_g)} \quad (1)$$

где R — газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$; p — пластовое давление, МПа; R_s — газосодержание нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$; μ_o — вязкость нефти, МПа·с; μ_g — вязкость газа, МПа·с; B_o — объемный коэффициент нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$; B_g — объемный коэффициент газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$; k_{r_o} — относительная фазовая проницаемость по нефти, д.ед.; k_{r_g} — относительная фазовая проницаемость по газу, д.ед.; S_w — коэффициент водонасыщенности пласта, д.ед.; S_g — коэффициент газонасыщенности пласта, д.ед.

Также из рисунка 3 видно, что при целевой компенсации отборов закачкой на уровне 25% предельная степень извлечения растворенного газа составляет выше 80% даже в случае нефти с вязкостью около 70 МПа·с . Это связано с тем, что большая часть пластовой нефти, в том числе и неизвлекаемая нефть, разгазируется. Высвободившийся растворенный газ скапливается в поровом пространстве и расширяется по мере снижения пластового давления, за счет чего увеличивается коэффициент газонасыщенности порового пространства. При этом фильтруется только частично разгазированная нефть, а высвободившийся газ на данном этапе неподвижен. На графиках для нефти с вязкостями от $0,8$ до $7,5 \text{ МПа·с}$ этот участок заметен по значениям ГФ по РГ/ГС меньше 1 . Затем, после снижения пластового давления ниже определенного значения, начинается фильтрация высвободившегося растворенного газа. Данный участок характеризуется тем, что ГФ по РГ/ГС больше единицы и резко растет по мере снижения пластового давления.

На рисунке 4 показаны более развернутые примеры, отличающиеся газосодержанием нефти и целевой компенсацией. Из данных рисунков видно, что ввод системы поддержания пластового давления (ППД) позволяет снизить максимально достигаемое значение ГФ по РГ. Кроме того, ввод системы ППД позволяет отсрочить время достижения предельного ГФ по РГ, при этом чем выше целевая степень компенсации, тем меньше предельно достигаемый КИГ по РГ. Это связано с тем, что даже при частичном поддержании пластового давления не происходит полного разгазирования пластовой нефти.

Также можно отметить, что чем ниже газосодержание нефти и чем выше коэффициент критической газонасыщенности пласта, тем позднее начинается период роста ГФ по РГ над значением начального газосодержания. Иначе говоря, степень снижения пластового давления ниже давления насыщения, при которой начинается фильтрация высвободившегося растворенного газа, тем выше, чем ниже газосодержание нефти и чем выше коэффициент критической газонасыщенности. Для случая разработки в режиме растворенного газа, пользуясь уравнением материального баланса [5] и пренебрегая разгазированием в пласте добытой нефти, можно вывести приближенное соотношение, позволяющее оценить величину пластового давления, при котором начинается фильтрация высвободившегося газа:

$$\frac{B_g(p_{gf})}{B_o(p_{gf})} C (R_s(p_o) - R_s(p_{gf})) = \frac{S_{gr}^c}{1 - S_{gr}^c} \quad (2)$$

где p_o — начальное пластовое давление, МПа; p_{gf} — пластовое давление, при котором начинается фильтрация высвободившегося газа, МПа; S_{gr}^c — коэффициент критической газонасыщенности, д.ед.

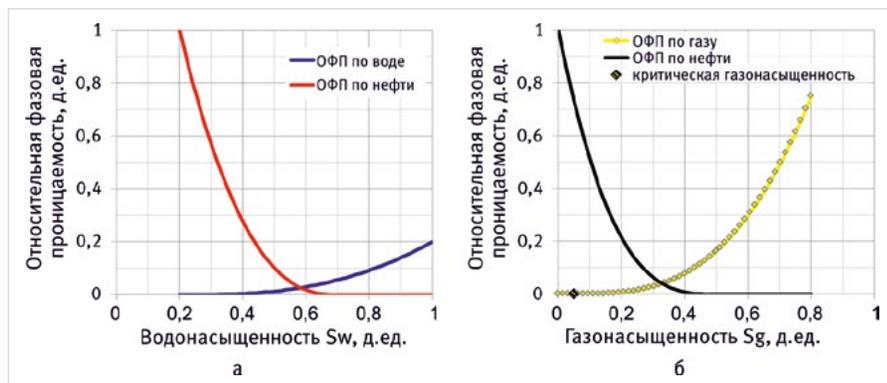


Рис. 2. Относительная фазовая проницаемость: а — в системе «вода–нефть»; б — в системе «газ–нефть»
Fig. 2. Relative phase permeability: а — in the water – oil system; б — in the gas-oil system

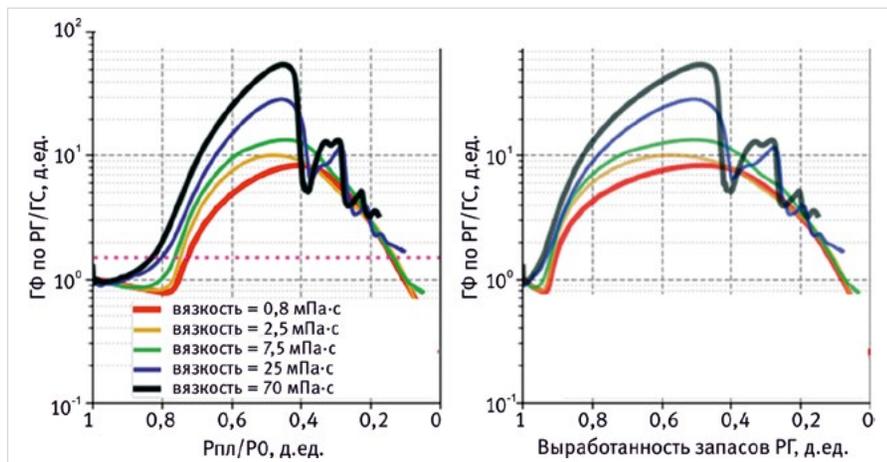


Рис. 3. Пример зависимости динамики ГФ по РГ от снижения пластового давления и выработки запасов растворенного газа
Fig. 3. An example of the dependence of the dynamics of the gas-oil-ratio on the decrease in reservoir pressure and the development of dissolved gas reserves

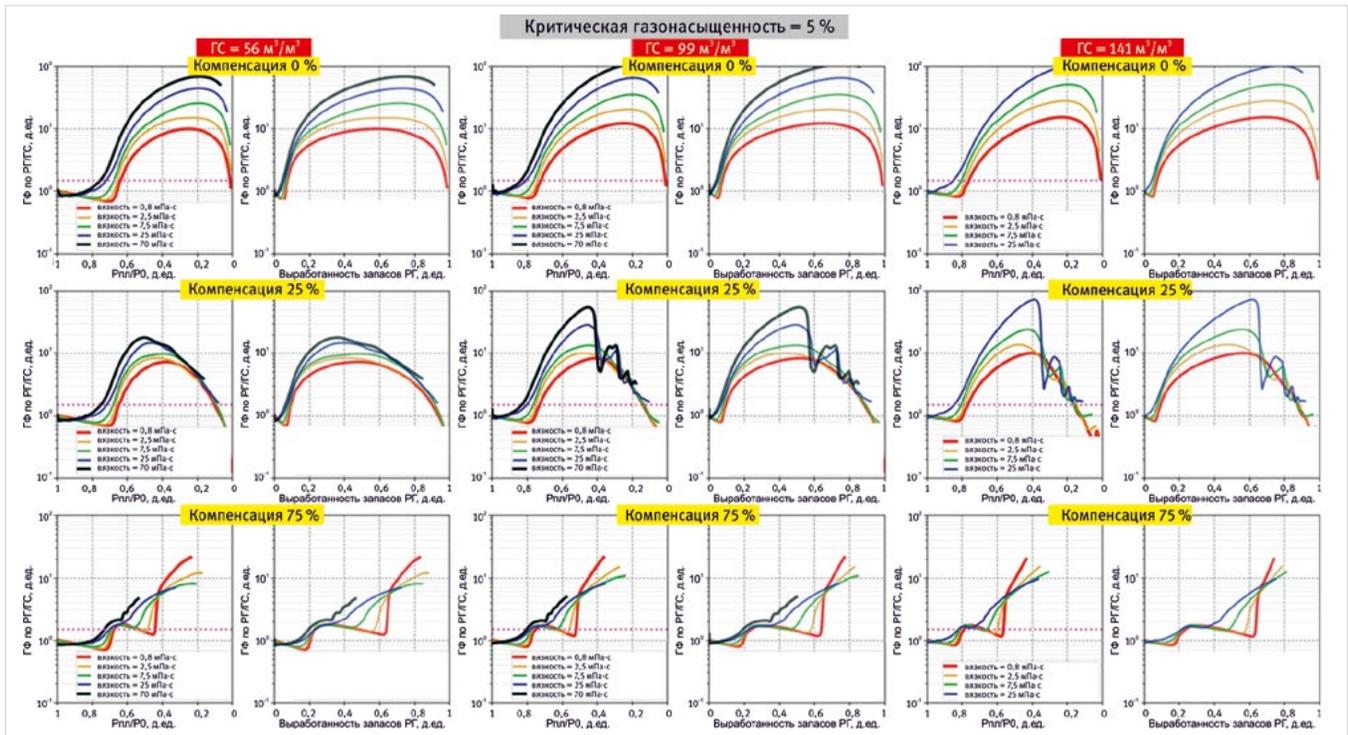


Рис. 4. Пример зависимости динамики ГФ по РГ от снижения пластового давления и выработки запасов растворенного газа для $S_{gr} = 0,05$ при разных целевых компенсациях и значениях газосодержания нефти
 Fig 4. An example of the dependence of gas oil ratio on the decrease in reservoir pressure and the production of dissolved gas reserves for $S_{gr} = 0,05$ at different target compensations and gas solubility

В общем случае уравнение (2) решается численно, но для предельно насыщенной нефти, если зависимость газосодержания от давления близка к линейной и в допущении, что значения объемного коэффициента нефти и z-фактора газа при давлении начала фильтрации близки к значениям при начальном пластовом давлении, можно получить аналитическое решение в виде

$$P_{gr} = \frac{P_0}{1 + \frac{S_{gr}}{1 - S_{gr}} \times \frac{B_o(p_0)}{Rs(p_0)B_g(p_0)}} \quad (3)$$

С практической точки зрения это означает, что в случае низкого газосодержания пластовой нефти и высокого коэффициента критической газонасыщенности резкий рост ГФ по РГ начнется при более существенном снижении пластового давления ниже давления насыщения.

Указанное выше обстоятельство можно учитывать при планировании длительности

отработки нагнетательных скважин и выборе целевой степени компенсации пластового давления.

Установленные закономерности можно использовать как один из инструментов для оценки причин роста газового фактора в скважине, что особенно актуально при разработке нефтегазовых залежей. Видно, что в случае нефтей с вязкостью менее 7,5 мПа·с в рассмотренных условиях отмечается период работы с газовым фактором ниже газосодержания, затем по мере снижения пластового давления происходит быстрый рост газового фактора над значением газосодержания. В том случае, если динамика изменения газового фактора соответствует отмеченным закономерностям, то это может свидетельствовать о том, что отмечается именно рост ГФ по РГ. Борьба с ростом ГФ по РГ может осуществляться путем ввода системы ППД или увеличения целевой степени компенсации.

В то же время необходимо отметить, что все представленные результаты являются теоретическими и полученными в упрощенных моделях, основными особенностями которых являются однородность фильтрационно-емкостных свойств по разрезу и по латерали, отсутствие непроницаемых перемычек, рассмотрение чисто нефтяной зоны.

Промысловый пример динамики ГФ при разработке нефтяной залежи без ППД

Пример влияния разработки без ППД показан для нефтяной залежи, приуроченной к нижнемеловому отложению одного из месторождений Западной Сибири.

На рисунках 5 и 6 показана динамика газового фактора по скважинам А и В, которыми осуществлялась добыча нефти из рассматриваемой залежи. Начальные значения ГФ по данным скважинам составляли 226 м³/т. При этом по скважинам С, D, E, которые расположены гипсометрически выше, начальные



Рис. 5. Динамика ГФ по скважине А
 Fig. 5. GOR dynamics for well A



Рис. 6. Динамика ГФ по скважине В
 Fig. 6. GOR dynamics for well B

значения ГФ до их перевода в ППД были на таком же уровне, что свидетельствует об отсутствии первичной газовой шапки в зоне размещения скважин А, В, С, D, Е.

Некоторое время разработка осуществлялась без ППД, что привело к существенному росту газового фактора. Затем через определенное время после ввода системы ППД отмечалась стабилизация ГФ и после достижения накопленной компенсации 100 % произошло снижение ГФ до уровня 200...230 м³/т, что соответствует начальному ГС.

На рисунке 7 показана карта накопленных отборов в окрестности скважин А и В на момент времени, соответствующий началу отборов, на рисунке 8 — на момент ввода системы ППД, и на рисунке 9 — при достижении накопленной компенсации 100 %.

Как видно из представленного промышленного примера разработки нефтяной залежи, в случае отсутствия системы ППД возможен рост ГФ по РГ до значений на порядок выше начального ГС. При этом ввод системы ППД и обеспечение компенсации позволяет стабилизировать динамику ГФ и вернуть его на уровень начального газосодержания.

Итоги

При разработке нефтяной залежи за счет снижения пластового давления ниже насыщения может происходить существенное превышение ГФ по РГ над значением начального ГС нефти. Динамика ГФ зависит от многих параметров, в числе которых вязкость нефти, газосодержание нефти, коэффициент критической газонасыщенности, степень компенсации отборов закачкой.

Выводы

- Показано, что в зависимости от газосодержания и вязкости нефти превышение ГФ по РГ над ГС при разработке чисто нефтяной зоны может достигать одного-двух порядков.
- Максимально достигаемая степень превышения ГФ по РГ над газосодержанием определяется, в частности, такими факторами, как вязкость нефти, степень снижения давления ниже давления насыщения, коэффициент критической газонасыщенности, достигаемая компенсация отборов.
- В ходе вычислительного эксперимента установлено, что для нефти с вязкостью от 0,8 до 7,5 мПа·с существует период

разработки участка в чисто нефтяной зоне, когда газовый фактор по растворенному газу ниже газосодержания.

- Показано, что чем выше коэффициент критической газонасыщенности коллектора и чем ниже газосодержание нефти, тем дольше может продолжаться период разработки залежи без поддержания пластового давления и с ГФ по РГ ниже ГС. Это обстоятельство можно учитывать при планировании ввода системы ППД и выборе целевой компенсации.
- Отмечено, что, когда при разработке нефтегазовой залежи по скважинам в зоне с отсутствием системы ППД отмечается сначала период работы с ГФ по РГ ниже ГС, затем по мере снижения пластового давления происходит динамичный рост ГФ по РГ, это может свидетельствовать о том, что источником газа является разгазирование нефти.
- Организация системы ППД позволяет снизить ГФ по РГ и добиться снижения КИГ по РГ.

Литература

1. Чезганова О.Н., Вострикова А.Г., Патраков Д.П., Гладких М.А. Сравнение эффективности разработки с поддержанием пластового давления и на истощении для низкопроницаемой тюменской свиты // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 56–60.
2. Капишев Д.Ю., Рахимов М.Р., Мироненко А.А., Родионова И.И., Федоров А.Э., Гареев Р.Р., Мирошниченко В.П., Паровинчак К.М. Выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского лицензионного участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 62–65.
3. Баймухаметов М.К., Гулишов Д.С., Михайлов В.Г., Пономарев А.И., Топольников А.С. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 8. С. 104–111.
4. Jones R.S. Producing-gas/oil-ratio behavior of multifractured horizontal wells in tight oil reservoirs. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2017, Vol. 20, issue 3, P. 589–601. (In Eng).
5. Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: ИКИ, 2008. 672 с.
6. Дарий С.Д., Исламов Р.Р., Хайдаршин Р.Р. и др. Методические основы разделения добываемого в ООО «РН Пурнефтегаз» нефтяного газа на газ газовой шапки и растворенный // Нефтяное хозяйство. 2019. № 5. С. 86–90.
7. Временный методический подход к обоснованию извлекаемых запасов растворенного газа для эксплуатационных объектов месторождений УВС группы компаний ПАО «Газпром нефть». URL: https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/vremennyy_metodicheskij_podhod_k_obosnovaniyu_izvlekaemyh_zapasov_rastvorenno_gaza.pdf (дата обращения 31.05.24).
8. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ модуль «REXLab 2017» ПК «РН-КИМ» № RU 2017663444 от 01.12.2017 г. / ПАО «НК «Роснефть».
9. Макфи К., Рид Д., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. М.-Ижевск: ИКИ, 2018. 924 с.
10. Ишмуратов Т.А., Хамидуллина А.И., Исламов Р.Р., Хисамов А.А., Абдулмьянов А.Р., Сенина А.А., Андреев А.Е., Оприлов И.Г., Абдуллин А.Ф., Логашин А.М. Совершенствование подходов по расчету РVT-свойств пластовых флюидов нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей месторождений на территории деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 92–96.
11. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 696 с.

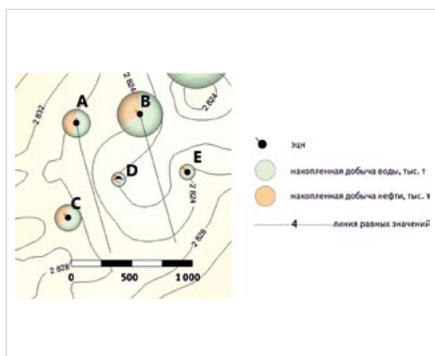


Рис. 7. Карта накопленных отборов на карте кровли пласта до организации системы ППД
Fig. 7. Map of accumulated well production on the map of the reservoir roof before the organization of the reservoir pressure maintenance system

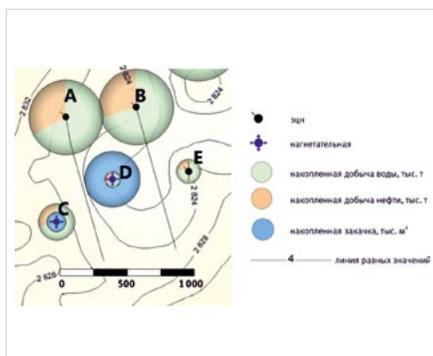


Рис. 8. Карта накопленных отборов на карте кровли пласта после организации системы ППД
Fig. 8. Map of accumulated well production on the map of the reservoir roof after the organization of the reservoir pressure maintenance system

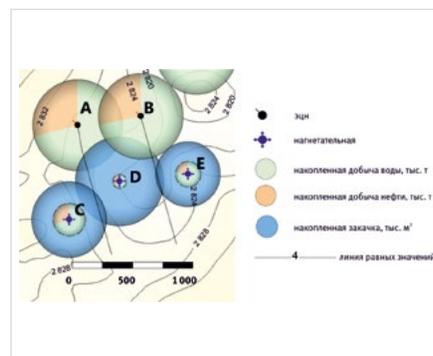


Рис. 9. Карта накопленных отборов на карте кровли пласта после достижения накопленной компенсации 100 %
Fig. 9. The map of accumulated well production on the map of the reservoir roof after reaching the accumulated compensation of 100 %

Results

When developing an oil reservoirs, due to a decrease in reservoir pressure below bubble point, a significant excess of the dissolved gas oil ratio can occur over the value of the initial gas solubility. The dynamics of the gas oil ratio depend on many parameters, including oil viscosity, initial gas, critical gas saturation, and degree of compensation of production by injection.

Conclusions

- It has been shown that, depending on the gas solubility and viscosity of the oil, the excess of the dissolved gas oil ratio over the value of the initial gas solubility during the development of an oil reservoir can reach one or two orders of magnitude.
- The maximum attainable degree of excess of the dissolved gas oil ratio over the value of the initial gas solubility is determined, in particular, by such factors as oil viscosity, the degree of pressure reduction below the bubble point, the critical gas saturation coefficient, and the achieved compensation of production by injection.
- During the computational experiment, it was established that for oil

with a viscosity from 0,8 to 7,5 cP, there is a period of development of a site in a purely oil zone, when the gas factor for dissolved gas is lower than the gas content.

- It is shown that the higher the coefficient of critical gas saturation of the reservoir and the lower the gas content of the oil, the longer the period of reservoir development can last without maintaining reservoir pressure and with a gas oil ratio below gas solubility. This circumstance can be taken into account when planning reservoir pressure maintenance.
- It is noted that when, during the development of an oil and gas reservoir through without a reservoir pressure maintenance system, there is first a period of work with the gas oil ratio below the initial gas solubility, then, as the reservoir pressure decreases, a dynamic increase in the gas oil ratio occurs, this may indicate that the source gas is the degassing of oil.
- The organization of the reservoir pressure maintenance makes it possible to reduce the gas oil ratio and achieve a reduction of dissolved gas ultimate recovery

References

1. Chezganova O.N., Vostrikova A.G., Patrakov D.P., Gladkikh M.A. Comparing the performance of reservoir pressure maintenance and depletion drive to develop low-permeable reservoirs of the Tyumen Formation. *Exposition Oil Gas*, 2023, issue 8, P. 56–60. (In Russ).
2. Kapishev D.Yu., Rahimov M.R., Mironenko A.A., Rodionova I.I., Fedorov A.E., Gareev R.R., Miroshnichenko V.P., Parovinchak K.M. The choice of the optimal system for the development of ultra-low-permeable reservoirs on the example of the Erginsky license area on the Priobskoye field. *Exposition Oil Gas*, 2022, issue 7, P. 62–65. (In Russ).
3. Vaimukhmetov M.K., Gulishov D.S., Mikhaylov V.G., Ponomarev A.I., Topolnikov A.S. Analysis of causes of gasoil ratio growth at late stages of oil fields exploration. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, Vol. 329, issue 8, P. 104–111. (In Russ).
4. Jones R.S. Producing-gas/oil-ratio behavior of multifractured horizontal wells in tight oil reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2017, Vol. 20, issue 3, P. 589–601. (In Eng).
5. Walsh M., Lake L. A generalized approach to primary hydrocarbon recovery. *Moscow-Izhevsk: IKI*, 2008, 672 p. (In Russ).
6. Daryi S.D., Islamov R.R., Khaidarshin R.R. et al. Methodical bases of differentiation of associated petroleum gas production to free gas and dissolved gas. *Oil industry*, 2019, issue 5, P. 86–90. (In Russ).
7. Temporary methodological approach to justifying recoverable reserves of dissolved gas for production facilities of hydrocarbon fields of the "Gazprom Neft" PJSC group of companies. URL: https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/vremennyy_metodicheskiy_podhod_k_obosnovaniyu_izvlekaemykh_zapasov_rastvorennoy_gaza.pdf (accessed 31.05.24). (In Russ).
8. Certificate of state registration of the computer program module "RExLab 2017" PC "RN-KIM" № RU 2017663444 dated 12.01.2017 / "NK "Rosneft" PJSC.
9. McPhee C., Reed J., Zubizaretta I. Core analysis: a best practice guide. *Moscow-Izhevsk: IKI*, 2018, 924 p. (In Russ).
10. Ishmuratov T.A., Khamidullina A.I., Islamov R.R., Khisamov A.A., Abdulmanov A.R., Senina A.A., Andreev A.E., Opritov I.G., Abdullin A.F., Logashin A.M. Improvement of approaches for calculating PVT properties of reservoir fluids of oil and gas, oil and gas condensate and gas condensate fields in the territory of activity of RN-Purneftegaz LLC. *Oil Industry*, 2021, issue 12, P. 92–96. (In Russ).
11. Muskat M. *Physical principles of oil production*. Moscow-Izhevsk: IKI, 2004, 696 p. (In Russ)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Исламов Ринат Робертович, к.ф.-м.н., начальник отдела, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: islamovrr@bnipi.rosneft.ru

Муслимов Булат Шамилевич, заместитель начальника управления, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Кулеш Владислав Александрович, старший специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Ялаев Андрей Витальевич, к.ф.-м.н., ведущий специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Середин Кирилл Игоревич, техник, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Islamov Rinat Robertovich, candidate of physico-mathematical sciences, head of section, "RN-BashNIPneft" LLC, ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: IslamovRR@bnipi.rosneft.ru

Muslimov Bulat Shamilevich, deputy head of the department, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Kulesh Vladislav Aleksandrovich, senior specialist, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Yalayev Andrey Vitalyevich, candidate of physico-mathematical sciences, lead specialist, "RN-BashNIPneft" LLC, ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Seredin Kirill Igorevich, technic, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia