

УДК 622.276.346.2

АНАЛИЗ ПРИЧИН РОСТА ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Баймухаметов Мурат Казбекович¹,

BaimukhametovMK@ufanipi.ru

Гулишов Дмитрий Сергеевич¹,

GulishovDS@ufanipi.ru

Михайлов Валерий Германович¹,

MikhaylovVG@ufanipi.ru

Пономарев Александр Иосифович²,

pnmrv@mail.ru

Топольников Андрей Сергеевич¹,

TopolnikovAS@ufanipi.ru

¹ ООО «РН-УфаНИПИнефть»,

Россия, 450103, г. Уфа, ул. Бехтерева, 3/1.

² Уфимский государственный нефтяной технический университет,

Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

³ ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»

Россия, 426008, г. Ижевск, ул. Свободы, 175.

Актуальность работы обусловлена необходимостью описания и прогнозирования роста газового фактора на высокообводненных нефтяных месторождениях на поздних стадиях разработки.

Цель исследования: обоснование явления увеличения промышленного газового фактора в процессе разработки месторождений на поздней стадии на основе изучения эффекта растворения нефтяного газа в попутно-добываемой воде и анализа условий сепарации нефти на объектах ее подготовки.

Методы. Для моделирования растворения легких углеводородных компонентов нефти в воде используется модифицированное уравнение состояния Соаве–Редлиха–Квонга с учетом минерализации воды. Для оценки уноса легких компонентов нефти в газовую фазу при сепарации на дожимных насосных станциях и центральном пункте сбора нефти в зависимости от термобарических условий сепарации использован программный комплекс Aspen HYSYS.

Результаты. На основе моделирования показано, что при увеличении обводненности скважин на месторождениях, разрабатываемых с поддержанием пластового давления закачкой воды при давлениях выше давления насыщения нефти, происходит рост промышленного газового фактора. Этот рост вызывается с одной стороны выделением легких углеводородных компонентов из попутно-добываемой воды, с другой стороны – увеличением температуры сепарации нефти на объектах поверхностной структуры (ДНС, УПСВ, ЦПС). При этом вклад растворенного в воде газа преобладает: при обводненности свыше 90–95 % промышленный газовый фактор может вырастикратно по сравнению с газосодержанием пластовой нефти. Увеличение температуры сепарации нефти на 5–10 °С дает дополнительное увеличение газового фактора на 5–10 % из-за перехода части жидких углеводородов в газообразное состояние.

Ключевые слова:

Пласт, скважина, нефть, обводненность, температура, газосодержание, газовый фактор, сепарация, моделирование.

Введение

В последнее время, когда многие нефтяные месторождения Западной Сибири стали входить в завершающую стадию разработки, по-новому выявилась проблема вязкости промышленного газового фактора с его утвержденным проектным значением. На многих таких месторождениях, эксплуатируемых в режиме активного заводнения с пластовым давлением выше давления насыщения нефти газом, из-за значительного превышения промышленного газового фактора над проектным значением накопленный объем попутного нефтяного газа уже заметно превосходит его начальные извлекаемые запасы.

Многочисленные промышленные и лабораторные исследования [1–4] показывают, что при увеличении об-

водненности продукции нефтедобывающих скважин происходит рост замеренного газового фактора за счет выделения растворенного газа из пластовой воды. В пластовых условиях при контакте нагнетаемой воды и нефти происходит диффузия легких газовых компонентов нефти (азот, углекислый газ, метан, этан, пропан) в воду, в том числе из неизвлекаемой части запасов нефти. В результате вода насыщается газом, а нефть становится более вязкой и тяжелой. Согласно данным исследований, приведенных в работах [5–8], плотность как добываемой, так и неизвлекаемой нефти может изменяться на 10–20 кг/м³, а коэффициент динамической вязкости – до 30 % от своего начального значения. При этом газонасыщенность невовлеченных в разработку запасов нефти соответственно снижается.

При высокой обводненности суммарный объем растворенного в воде газа становится сопоставимым с объемом газа, растворенным в добываемой нефти, что сказывается на величине газового фактора. Статистический анализ замеров газового фактора на устье скважин для одного из добывающих предприятий Западной Сибири показал, что при обводненности продукции скважин свыше 90 % наблюдается двукратное превышение промышленного газового фактора над проектным значением (рис. 1).

Увеличение обводненности продукции нефтедобывающих скважин сказывается не только на увеличении газового фактора, но и на термодинамических условиях подготовки нефти. С ростом обводненности при удержании объемов добычи нефти увеличивается дебит скважин по жидкости, ее теплоемкость и скорость движения многофазного потока по лифтовым колоннам в скважинах и наземным трубопроводам (рис. 2). Рост объемов добычи жидкости приводит к повышению ее температуры на объектах подготовки нефти, где осуществляется сепарация газа от нефти. Поскольку с увеличением температуры часть углеводородов из нефти начинает переходить в газообразное состояние, то объем сепарированного газа увеличивается, а товарной нефти снижается. Газовый фактор как промышленная эксплуатационная характеристика добычи углеводородов, равный отношению объема газа к массе нефти, при этом возрастает.

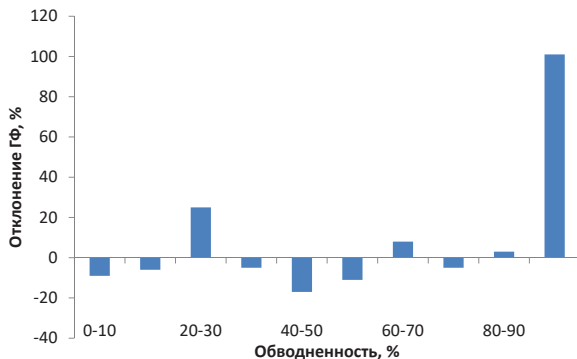


Рис. 1. Отклонение замеренных значений газового фактора от проектных в зависимости от обводненности продукции (по данным выборки из 120 скважин одного из нефтедобывающих предприятий Западной Сибири)

Fig. 1. Deviation of the measured gas-oil ratio (GOR) values from the design ones depending on the water cutting of well production (according to a sample of 120 wells of one of the oil-producing companies in Western Siberia)

Ниже приводятся результаты моделирования изменения газового фактора, связанные с ростом обводненности месторождений на поздней стадии разработки. Рассматриваются обе причины повышения газового фактора – выделение растворенного газа из попутно-добываемой воды и унос жидких углеводородов с газом сепарации при подготовке нефти. Для реальных промышленных условий проводится оценка вклада каждой из причин в увеличение газового фактора.

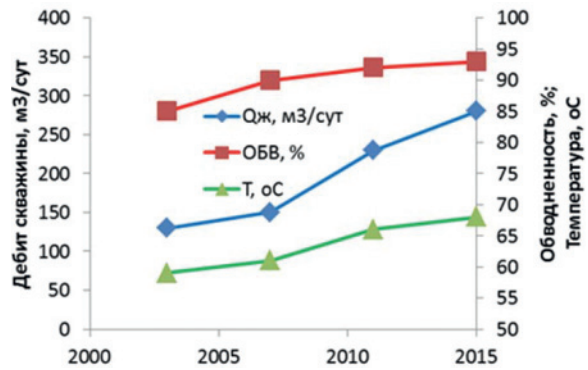


Рис. 2. Характерные изменения во времени дебита, обводненности и температуры на устье добывающей скважины на примере одного из месторождений Западной Сибири

Fig. 2. Characteristic changes in time flow rate, water content and temperature at the well head of the production well by the example of one of the Western Siberian deposits

Моделирование изменения газового фактора от обводненности за счет растворения легких углеводородных компонентов в воде

При прогнозировании разработки месторождений в условиях, когда пластовое давление не опускается ниже давления насыщения, традиционно принято считать, что объем добычи попутного нефтяного газа однозначно связан только с объемом добычи нефти и ее начальным газосодержанием, поскольку растворимость газа в воде существенно меньше, чем в нефти. Однако промышленные замеры и лабораторные эксперименты показывают, что на величину газового фактора также влияет объем добываемой воды, причем при высокой обводненности эта зависимость становится критической для запроектированной без учета роста газового фактора технологии промышленной подготовки нефти и газа [1–4].

При низких давлениях растворимость газовых смесей в воде определяется весьма просто – по растворимости отдельных газовых компонентов. В пластовых условиях, при высоких давлениях и температурах, оценка растворимости газов в минерализованной воде требует привлечения сложных методов расчета [9]. Для моделирования растворимости газа в пластовой воде нами рассмотрена четырехкомпонентная система вода–метан–этан–пропан, характеризующаяся ярко выраженной полярностью молекул, которую необходимо учитывать при составлении уравнения состояния [10]. Ограничение числа компонентов системы обусловлено тем, что растворимость легких компонентов нефти в воде резко падает при увеличении в молекуле атомов углерода, поэтому растворимостью бутана и более тяжелых компонентов можно пренебречь.

Известны исследования по модификации уравнения состояния Пенга–Робинсона, адаптированного для расчета смеси полярных компонентов [11, 12]. В данной работе аналогично исследованию [13] предлагается использовать модифициро-

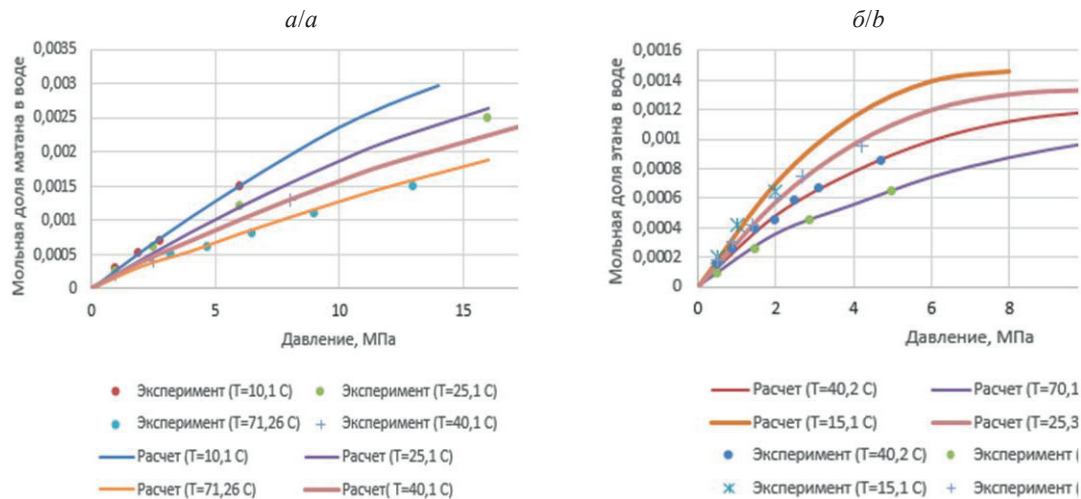


Рис. 3. Сравнение расчетных и экспериментальных [17, 18] зависимостей от давления мольных долей метана (а) и этана (б), растворенных в воде при разных значениях температуры

Fig. 3. Comparison of calculated and experimental [17, 18] pressure dependencies of mole fractions of methane (a) and ethane (b), dissolved in water at different temperatures

важное *Mathias* [14] уравнение состояния в форме Соаве–Редлиха–Квонга [15, 16]:

$$P = \frac{RT}{\vartheta - b} \frac{a}{\vartheta(\vartheta + b)},$$

где P – давление; T – температура; ϑ – молярный объем; a и b – параметры, характеризующие силу межмолекулярного притяжения и объем молекул каждого компонента.

Выбор уравнения состояния Соаве–Редлиха–Квонга для описания смеси веществ с полярными молекулами объясняется тем, что эта модификация уравнения Редлиха–Квонга, несмотря на простоту, является достаточно эффективной и позволяет улучшить моделирование PVT-свойств как паровой, так и равновесной газонасыщенной жидкости [10, 17].

Для расчета фазового равновесия используется условие равенства летучестей жидкой и газообразной фазы для i -компонента в форме:

$$x_i \hat{\Phi}_i^L(T, P, x_i) = y_i \hat{\Phi}_i^V(T, P, y_i),$$

где x_i , y_i – молярные доли i -го компонента для жидкой и газообразной фазы соответственно; $\hat{\Phi}_i^L$ и $\hat{\Phi}_i^V$ – коэффициенты летучести компонентов жидкости и газа, определяемые с учетом бинарного взаимодействия молекул чистых компонентов в смеси из условия фазового равновесия в форме Брусилковского [10]. На рис. 3 показано сравнение расчетных и экспериментальных [17, 18] мольных долей метана и этана, растворенных в чистой воде при разных значениях температуры.

В промысловых условиях вода содержит растворенные минеральные соли, которые влияют на растворимость газов. Для моделирования фазового равновесия в системе углеводороды–минерализованная вода был использован подход, изложенный в работах [12, 19, 20], который основан на модификации уравнения для определения коэффициента летучести жидкой фазы. На рис. 4 приведено срав-

нение замеренных и расчетных концентраций метана, растворенного в воде с различной концентрацией соли NaCl. Из зависимостей на рис. 4 следует, что с ростом концентрации соли в воде растворимость метана при заданной температуре падает.

На основе описанной выше модели была построена кривая изменения газового фактора в ретроспективе на примере одного из месторождений Западной Сибири, на котором в последние годы наблюдается устойчивый рост газового фактора. Для известной зависимости обводненности продукции скважин от времени $wc(t)$ и фиксированного газосодержания пластовой нефти газовый фактор Γ , равный по определению отношению объемов газа и нефти, приведенных к нормальным условиям, определяется по формуле:

$$\Gamma = \frac{wc\Gamma_w + (1 - wc)\Gamma_o}{1 - wc},$$

где Γ_w и Γ_o – газосодержание воды и нефти соответственно. Результаты расчета представлены на рис. 5.

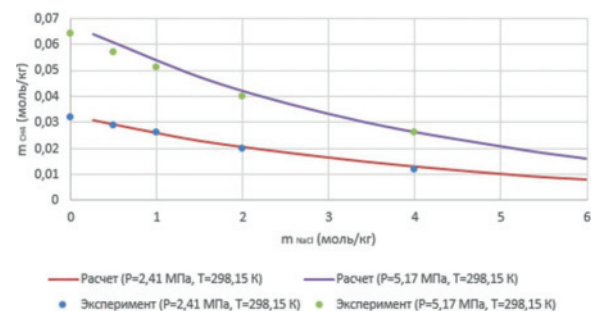


Рис. 4. Сравнение расчетных и экспериментальных зависимостей содержания растворенного в воде метана от концентрации в ней соли NaCl [11]

Fig. 4. Comparison of the calculated and experimental dependencies of the content of methane dissolved in water on NaCl salt concentration in it [11]

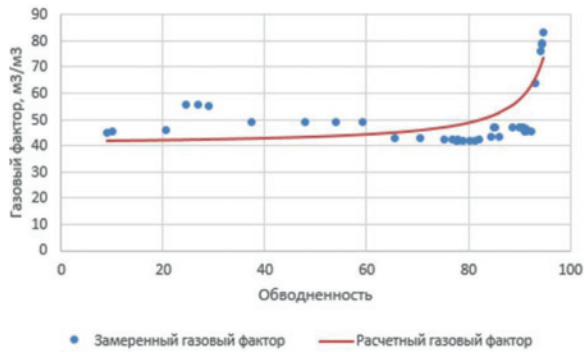


Рис. 5. Зависимости замеренного и расчетного газового фактора от обводненности продукции скважин одного из месторождений Западной Сибири

Fig. 5. Dependencies of the measured and calculated gas-oil ratio on water cutting of well production of one of Western Siberian deposits

Согласно расчетам за период с начала разработки по настоящее время при изменении обводненности от 9 до 94 % газовый фактор вырос в два раза – с 44 до 80 м³/м³. Таким образом, явление растворимости газа в пластовой воде позволяет качественно и количественно объяснить рост промышленного газового фактора на месторождениях с высокой обводненностью продукции.

Моделирование изменения газового фактора за счет роста температуры сепарируемой нефти

Анализ промышленных данных большинства месторождений Западной Сибири, находящихся на поздних стадиях разработки, показывает, что за последние 10–15 лет произошли значительные изменения условий эксплуатации добывающих скважин. В частности, отмечается резкое увеличение дебита жидкости и попутно-добываемой воды, увеличение глубины спуска насосного оборудования и снижение динамических уровней. Очевидно, что

все эти изменения должны были повлиять на температуру жидкости на устье скважин: а) за счет увеличения дебита жидкости (скорости восходящего потока в скважине) сокращается время теплообмена потока со стенками скважины и снижается интенсивность охлаждения жидкости; б) за счет роста обводненности повышается средняя теплопроводность жидкости (теплопроводность нефти в два раза меньше, чем теплопроводность воды); в) при увеличении глубины спуска насоса сокращается объем области скважины от забоя до приема насоса в эксплуатационной колонне со значительно меньшими скоростями потока жидкости, чем в насосно-компрессорных трубах (НКТ), и большим временем теплообмена с породой. При этом возрастает глубина спуска НКТ, где скорость потока жидкости гораздо выше, а потому теплообмен с окружающим пространством и породой меньше; г) при снижении динамического уровня жидкости в затрубном пространстве ее место занимает газ, который обладает низкой теплопроводностью и потому препятствует теплообмену жидкости в НКТ с окружающей породой. Качественные выводы были подтверждены выполненными расчетами, согласно которым устьевая температура за последние 10–15 лет выросла в среднем на 5–10 °С.

Из скважин жидкость по системе нефтесбора направляется на дожимную насосную станцию и установку предварительного сброса воды (ДНС/УПСВ) и далее на центральный пункт сбора (ЦПС), где происходит подготовка товарной нефти. Как правило, на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, поверхностная инфраструктура сформировалась достаточно давно: основные объекты были спроектированы, когда условия добычи были принципиально иными. Согласно проведенным оценкам при увеличении добычи воды на 20 % и неизменном объеме промышленной трубопроводной системы на месторождении температура жидкости

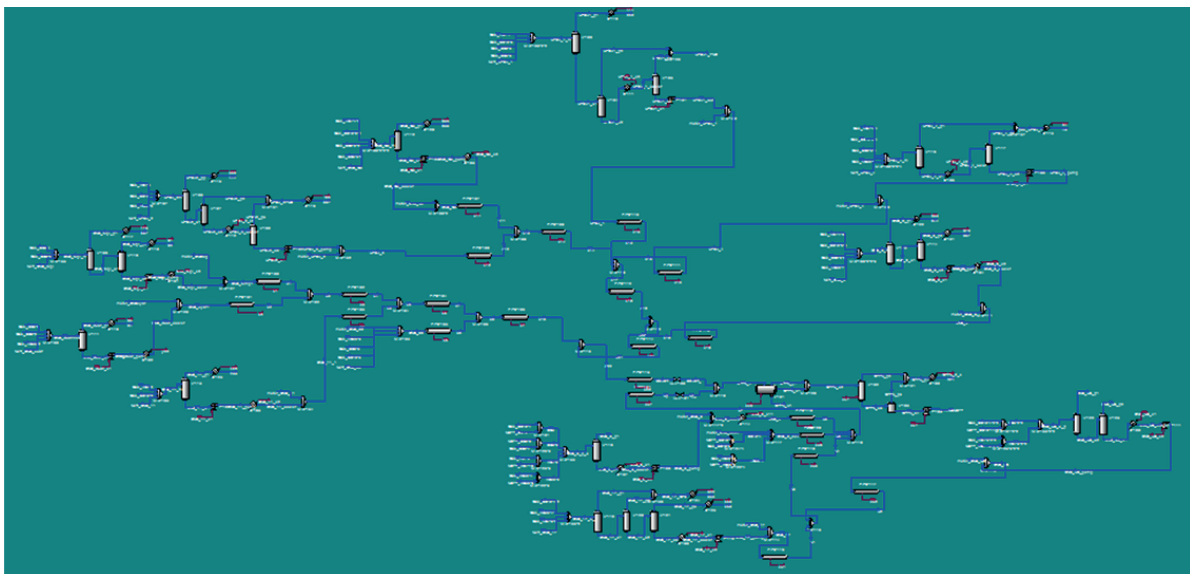


Рис. 6. Модель системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, реализованная в Aspen HYSYS

Fig. 6. Model of oil collection, transport and preparation system implemented in Aspen HYSYS

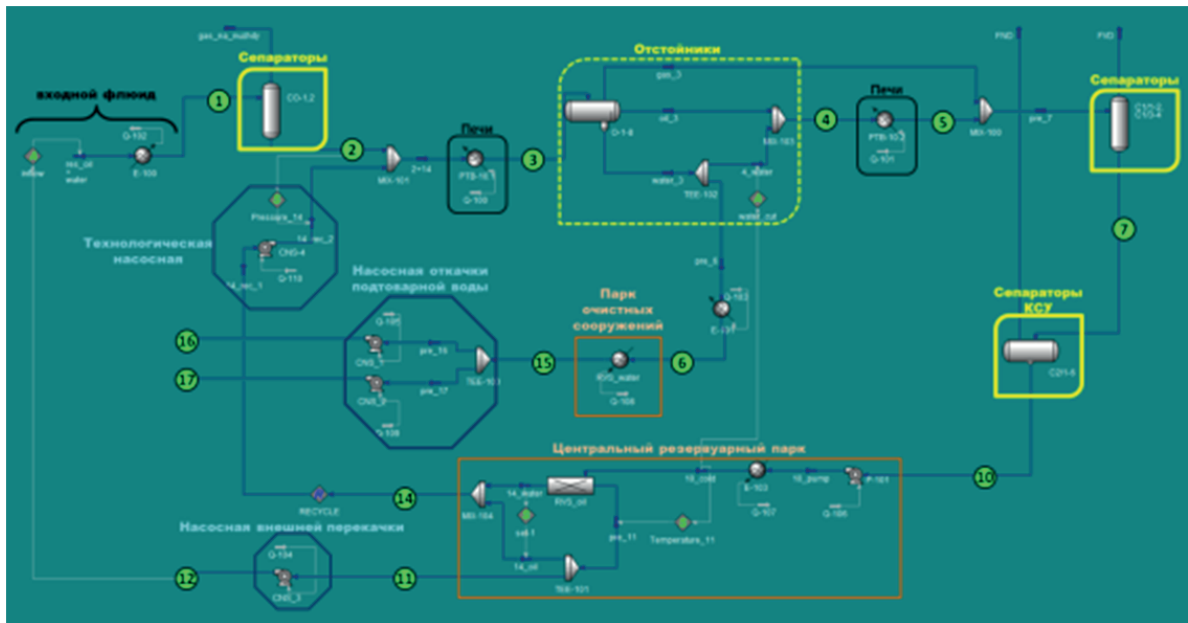


Рис. 7. Модель ЦПС, реализованная в Aspen HYSYS

Fig. 7. Model of central collection point (CCP) implemented in Aspen HYSYS

на ЦПС вырастает в среднем на 5–8 °С из-за сокращения времени теплообмена с окружающей средой.

Таким образом, актуальной задачей становится оценка влияния роста температуры сепарации нефти на унос жидких углеводородов с газом в условиях роста промыслового газового фактора.

Моделирование проводилось на реальных промышленных данных для системы сбора, транспортировки и подготовки нефти крупного региона в Западной Сибири. Изучалось влияние температуры сепарации на изменение объема сепарированного газа для группы ДНС/УПСВ и ЦПС с тремя ступенями сепарации. Моделирование проводилось на основе композиционной модели нефти в программном комплексе Aspen HYSYS. Для этого была построена модель всей системы нефтесбора (рис. 6) и отдельно каждого из объектов, на которых происходит сепарация нефти (рис. 7). При построении композиционной модели нефти были использованы данные анализа компонентно-фракционного состава глубинных и поверхностных проб нефти с каждого из эксплуатируемых пластов. Термобарические условия на ступенях сепарации выбирались в соответствии с промышленными данными.

В табл. 1 представлены результаты расчета снижения газового фактора на объектах ДНС ($\Delta\Gamma$, %) при снижении температуры входного потока $T_{вх}$, на 5 и 10 °С для входных давлений на объекты подготовки нефти $P_{вх}$. Согласно расчетам, при снижении температуры входного потока на 5 °С газовый фактор снижается в среднем на 2,7 %, а при снижении на 10 °С – на 5,6 %, снижение уноса нефти с газом при этом составляет 80 и 150 т/сут соответственно.

В табл. 2 приведены результаты моделирования сепарации на ЦПС, из которых следует, что газовый фактор при снижении температуры на входе в ЦПС уменьшается гораздо больше, чем на ДНС.

Таблица 1. Результаты моделирования снижения газового фактора на объектах ДНС

Table 1. Results of modelling gas-oil ratio decrease at booster pump station's objects (BPS)

Объект Item	$P_{вх}$, атм P_{in} , atm	$T_{вх}$, °С T_{in} , °С	Q_r , м³/ч Q_g , м³/h	$\Delta\Gamma$, %	
				(–5 °С)	(–10 °С)
ДНС-1 BPS-1	3,9	66	419	4,1	7,6
ДНС-2 BPS-2	3,3	65	379	2,4	5,0
ДНС-3 BPS-3	5,0	64	370	2,7	5,1
ДНС-4 BPS-4	4,9	65	824	2,2	4,4
ДНС-5 BPS-5	4,1	64	616	2,9	5,5
ДНС-6 BPS-6	6,0	62	601	3,7	7,2
ДНС-7 BPS-7	6,8	60	289	3,5	6,6
ДНС-8 BPS-8	5,6	54	934	3,2	5,9

Таблица 2. Результаты моделирования снижения газового фактора на ЦПС

Table 2. Results of modelling gas-oil ratio decrease at CCP

Объект Item	$P_{вх}$ (изб), атм P_{in} (exc), atm	$T_{вх}$, °С T_{in} , °С	Q_r , т/сут Q_g , т/сут	$\Delta\Gamma$, %	
				(–5 °С)	(–10 °С)
ЦПС-1 CCP-1	2,5	46	237	13,1	23,6
ЦПС-2 CCP-2	8,0	68	1231	4,8	9,2

Тем не менее, учитывая, что большая часть газа (свыше 70 %) сепарируется именно на ДНС/УПСВ, можно сделать вывод, что при росте температуры в системе нефтесбора газовый фактор увеличивает-

ся, но это увеличение фактически не превышает 5–10 %. Таким образом, данная причина не является доминирующей при объяснении роста промыслового газового фактора на месторождениях с высокой обводненностью продукции скважин.

Выводы

На основе моделирования показано, что при увеличении обводненности скважин на месторождениях, разрабатываемых с поддержанием пластового давления закачкой воды при давлениях выше давления насыщения нефти, происходит рост промыслового газового фактора. Этот рост вызывается с одной стороны выделением легких углеводородных компонентов из попутно-добываемой воды, с другой стороны – увеличением температуры сепара-

ции нефти на объектах поверхностной структуры (ДНС, УПСВ, ЦПС). При этом вклад растворенного в воде газа преобладает: при обводненности свыше 90–95 % промысловый газовый фактор может вырастикратно по сравнению с газосодержанием пластовой нефти. Увеличение температуры сепарации нефти дает дополнительное увеличение газового фактора на 5–10 % из-за перехода части жидких углеводородов в газообразное состояние.

Также важно, что при ведении государственного баланса извлекаемых запасов УВС нефтяных месторождений по попутному (растворенному) нефтяному газу, разрабатываемых с поддержанием пластового давления заводнением, необходимо учитывать извлечение дополнительных объемов газа из неизвлекаемых при актуальных технологиях разработки запасов нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Влияние закачиваемой воды на параметры пластовой нефти / И.М. Амерханов, Г.А. Рейм, С.Т. Гребнева, М.Р. Катаева // Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 6. – С. 16–18.
2. Гултыяева Н.А., Шилов В.И., Фоминых О.В. Рост текущего газового фактора. Влияние растворенного в пластовой воде газа на общий объем добываемого со скважинной продукцией газа // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 9. – С. 50–57.
3. Имашев Р.Н., Федоров В.Н., Зарипов А.М. Об изменении газового фактора в процессе разработки Арланского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 122–125.
4. О тенденциях изменения газового фактора в процессе эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / К.Е. Кордик, В.В. Шкадратов, А.Е. Бортников, С.А. Леонтьев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 54–57.
5. Шейх-Али Д.М. Изменение свойств пластовой нефти и газового фактора в процессе эксплуатации нефтяных месторождений. – Уфа: БашНИПИнефть, 2001. – 140 с.
6. Канзафаров Ф.Я. Изменение свойств нефтяного газа в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 1. – С. 47–49.
7. Канзафаров Ф.Я., Джабарова Р.Г. Изменение свойств нефти в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 4. – С. 4–9.
8. Гултыяева Н.А., Тоцев Э.Н. Массообмен в системе нефть-газ-вода и его влияние на добычу нефтяного газа // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 100–103.
9. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде: справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 167 с.
10. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
11. Калиновский Ю.В., Минеев А.В., Пономарев А.И. Модификация кубических уравнений состояния Пенга–Робинсона и Брусиловского для описания поведения воды и метанола // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4. – № 1. – С. 293–297.
12. Ющенко Т.С. Математическое моделирование трехфазного равновесия в природных газоконденсатных системах при наличии минерализованного раствора воды // Труды МФТИ. – 2015. – Т. 7. – № 2 (26). – С. 70.
13. Behrouz M., Aghajani M. Solubility of methane, ethane and propane in pure water using new binary interaction parameters // Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology. – 2015. – V. 4. – № 3. – P. 51–59.
14. Mathias P.M., Copeman T. Extension of the Peng–Robinson equation of state to complex mixtures: Evaluation of the various forms of the local composition concept // Fluid Phase Equilibria. – 1983. – V. 13. – P. 91–108.
15. Redlich O., Kwong J.N.S. On the thermodynamics of solutions. V. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions // Chemical Reviews. – 1949. – V. 44 (1). – P. 233–244.
16. Soave G. Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state // Chemical Engineering Science. – 1972. – V. 27 (6). – P. 1197–1203.
17. Culberson O.L., McKetta Jr. J.J. Phase equilibria in hydrocarbon-water systems, IV-vaporliquid equilibrium constants in the methane–water and ethane–water systems // Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers. – 1951. – V. 192. – P. 297–300.
18. Chapoy A. Phase Behavior in Water/Hydrocarbon Mixtures Involved in Gas Production Systems. Ph.D. Thesis. – Paris, 2004. – 258 p.
19. Debye P., Huckel E. Theory of electrolytes 1. Freezing point lowering and related phenomena // Physik Z. – 1923. – V. 24. – P. 185
20. Aasberg-Petersen K., Stenby E., Fredenslund A. Prediction of high-pressure gas solubilities in aqueous mixtures of electrolytes // Industrial and Engineering Chemical Research. – 1991. – V. 30. – P. 2180–2185.

Поступила 09.04.2018 г.

Информация об авторах

Баймухаметов М.К., кандидат технических наук, главный специалист Департамента инновационных технологий ООО «РН-УфаНИПИнефть».

Гулишов Д.С., главный специалист ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр».

Михайлов В.Г., доктор технических наук, ведущий научный сотрудник Департамента инновационных технологий ООО «РН-УфаНИПИнефть».

Пономарев А.И., доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой разработки газовых и нефтегазоконденсатных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Топольников А.С., кандидат физико-математических наук, начальник отдела Департамента инновационных технологий ООО «РН-УфаНИПИнефть».

UDK 622.276.346.2

ANALYSIS OF CAUSES OF GAS-OIL RATIO GROWTH AT LATE STAGES OF OIL FIELDS EXPLORATION

Murat K. Baimukhametov¹,
BaimukhametovMK@ufanipi.ru

Dmitry S. Gulishov³,
GulishovDS@ufanipi.ru

Valery G. Mikhaylov¹,
MikhaylovVG@ufanipi.ru

Alexander I. Ponomarev²,
pnmrv@mail.ru

Andrey S. Topolnikov¹,
TopolnikovAS@ufanipi.ru

¹ LLC RN-Ufanipineft,
3/1, Bekhterev street, Ufa, 450103, Russia.

² Ufa State Oil Technical University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

³ Izhevsk petroleum scientific center,
175, Svobody street, Izhevsk, 426008, Russia.

Relevance of the discussed issue is caused by the need to describe and predict gas-oil ratio growth on highly watered oil fields at late stages of exploration.

The aim of the research is to justify the phenomenon of trade gas-oil ratio increase during exploration of fields at late stages on the basis of studying oil gas dissolution effect in passing extracted water and the analysis of separation conditions on oil preparation facilities.

Methods. For modeling easy hydrocarbonic components of oil dissolution in water the authors have used the modified Soave-Redlich-Kwong equation of state taking into account water mineralization and the program complex Aspen HYSYS for assessing ablation of easy oil components in gas phase during separation at booster pump stations and the central oil gathering station depending on the termboric conditions of separation.

Results. On the basis of simulation it is shown that the growth of trade gas-oil ratio occurs at increase of water content of oil wells at the oilfields, which are operated by maintaining the reservoir pressure by water injection at pressures higher than the saturation pressure of oil. This growth is induced on the one hand by extraction of light hydrocarbon fractions from the passing extracted water, on the other hand by increase of oil separation temperature at the surface objects (booster pump stations, preliminary water discharge installations, central collection points). The contribution of gas dissolved in the passing extracted water is the main reason: at water content over 90–95 % the trade gas-oil ratio can multiply grow in comparison with gas content of reservoir oil. The increase of temperature of oil separation by 5–10 °C results in padding increase of gas-oil ratio by 5–10 % because of transition of a part of fluid hydrocarbons to gaseous state.

Key words:

Layer, well, oil, water content, temperature, gas content, gas-oil ratio, separation, modeling.

REFERENCES

1. Amerkhanov I.M., Reim G.A., Grebneva S.T., Katayeva M.R. Vliyanie zakachivaemoy vody na parametry plastovoy nefiti [Effect of injected water on reservoir oil parameters]. *Neftpromyslovoe delo*, 1976, no. 6, pp. 16–18.
2. Gulyaeva N.A., Shilov V.I., Fomin O.V. Rost tekushchego gazovogo faktora. Vliyanie rastvorennoy gaza v plastovoy vode v obshchem obyeme gaza, dobytogo iz dobyvayushchey skvazhiny [Growth in current gas-oil ratio. Influence of gas dissolved in water on total volume of gas produced from production fluid]. *Territoriya Neftegaz*, 2013, no. 9, pp. 50–57.
3. Imashev R.N., Fedorov V.N., Zaripov A.M. On gas factor change in the process of Arlanskoye field exploration. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2016, no. 8, pp. 122–125. In Rus.
4. Kordik K.E., Shkandratov V.V., Bortnikov A.E., Leontyev S.A. On the trends in change of oil-gas ratio in exploitation of LUKOIL-West Siberia LLC fields. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2016, no. 8, pp. 54–57. In Rus.
5. Sheykh Ali D.M. *Izmenenie svoystv plastovoy nefiti i gazovogo faktora v protsesse ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy* [Change in properties of reservoir oil and gas ratio at oil field operation]. Ufa, BashNIPIneft Publ., 2001. 140 p.
6. Kanzafarov F.Ya. Change of properties of oil gas in Samotlorskoye oilfield operation. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2009, no. 1, pp. 47–49. In Rus.
7. Kanzafarov F.Ya., Dzhabarova R.G. Alteration of oil characteristics during Samotlor oil field operation. *Neftpromyslovoe delo*, 2010, no. 4, pp. 4–9. In Rus.
8. Gulyaeva N.A., Toshev E.N. Mass exchange in the oil-gas-water and its effect on the production of associated gas. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2013, no. 10, pp. 100–103. In Rus.
9. Namiot A.Yu. *Rastvorimost gazov v vode: spravochnoe posobie* [Gas water solubility]. Moscow, Nedra Publ., 1991. 167 p.
10. Brusilovskiy A.I. *Fazovye prevrashcheniya v razrabotke mestorozhdeniy nefiti i gaza* [Phase conversions in oil-and-gas field exploration]. Moscow, Graal Publ., 2002. 575 p.

11. Kalinovsky Yu.V., Mineev A.V., Ponomarev A.I. A modification of cubic equations of state of Peng–Robinson and Brusilovsky to describe the behavior of water and methanol. *Neftpromyslovoe delo*, 2006, vol. 4, no. 1, pp. 293–297. In Rus.
12. Yushchenko T.S. Mathematical modeling of three-phase equilibrium in natural gas-condensate systems in the presence of a mineralized water solution. *Proceedings of MIPT*, 2015, vol. 7, no. 2 (26), pp. 70. In Rus.
13. Behrouz M., Aghajani M. Solubility of methane, ethane and propane in pure water using new binary interaction parameters. *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*, 2015, vol. 4, no. 3, pp. 51–59.
14. Mathias P.M., Copeman T. Extension of the Peng–Robinson equation of state to complex mixtures: Evaluation of the various forms of the local composition concept. *Fluid Phase Equilibria*, 1983, vol. 13, pp. 91–108.
15. Redlich O., Kwong J.N.S. On the thermodynamics of solutions. V. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions. *Chemical Reviews*, 1949, vol. 44, no. 1, pp. 233–244.
16. Soave G. Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state. *Chemical Engineering Science*, 1972, vol. 27 (6), pp. 1197–1203.
17. Culberson O.L., McKetta Jr. J.J. Phase equilibria in hydrocarbon-water systems, IV-vaporliquid equilibrium constants in the methane-water and ethane-water systems. *Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, 1951, vol. 192, pp. 297–300.
18. Chapoy A. *Phase Behavior in Water/Hydrocarbon Mixtures Involved in Gas Production Systems*. Ph.D. Thesis. Paris, 2004. 258 p.
19. Debye P., Huckel E. Theory of electrolytes 1. Freezing point lowering and related phenomena. *Physik Z.*, 1923, vol. 24, 185 p.
20. Aasberg-Petersen K., Stenby E., Fredenslund A. Prediction of high-pressure gas solubilities in aqueous mixtures of electrolytes. *Industrial and Engineering Chemical Research*, 1991, vol. 30, pp. 2180–2185.

Received: 9 April 2018.

Information about the authors

Murat K. Baimukhametov, Cand. Sc., chief specialist, Department of innovative technologies of LLC RN-Ufanipineft.

Dmitry S. Gulishov, leading specialist, Izhevsk petroleum scientific center.

Valery G. Mikhaylov, Dr. Sc., leading researcher, Department of innovative technologies of LLC RN-Ufanipineft.

Alexander I. Ponomarev, Dr. Sc., professor, head of the department, Ufa State Oil Technical University.

Andrey S. Topolnikov, Cand. Sc., chief of section, Department of innovative technologies of LLC RN-Ufanipineft.