

Повышение эффективности работы газлифтных скважин в условиях образования органических отложений парафинового типа во внутрискважинном оборудовании на месторождении Дракон

Нгуен Ван Тханг, А.Н. Александров, М.К. Рогачев
Санкт-Петербургский горный университет | Санкт-Петербург, Россия
sania.alexandro2012@yandex.ru

Аннотация

В данной работе на основе построенной модели фазового поведения пластовой высокопарафинистой нефти фундаментного пласта в программном продукте Multiflash 6.1 рассмотрено влияние изменения ее компонентного состава на температуру насыщения нефти парафином. С применением анализа гидродинамики «пласт-скважина» выполнено обоснование оптимального режима работы газлифтной скважины (расход и давление закачиваемого попутно-нефтяного газа), определена глубина начала образования асфальтсмолопарафиновых отложений с учетом изменения компонентного состава нефти при закачке газа по разработанной методике.

Ключевые слова

высокопарафинистая нефть, газлифтный способ эксплуатации скважины, температура насыщения нефти парафином, нефтяная дисперсная система

Материалы и методы

Использовались результаты лабораторных исследований физико-химических свойств высокопарафинистой нефти месторождения Дракон (Вьетнам), а также результаты моделирования движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины, эксплуатируемой газлифтным способом в программном комплексе компании Schlumberger «PIPESIM».

Для цитирования:

Нгуен Ван Тханг, А.Н. Александров, М.К. Рогачев. Повышение эффективности работы газлифтных скважин в условиях образования органических отложений парафинового типа во внутрискважинном оборудовании на месторождении Дракон // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №1. С. 22-26. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10074.

Поступила в редакцию: 13.02.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Improving efficiency of gas lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the downhole equipment in the Dragon field

Nguyen Van Thang, Aleksandr N. Aleksandrov, Mikhail K. Rogachev
Saint Petersburg Mining University | Saint Petersburg, Russian Federation
sania.alexandro2012@yandex.ru

Abstract

This paper presents the effect of changes in the composition of high-wax reservoir oil on the condition and nature of the wax formation based on a developed reservoir oil model through the Multiflash 6.1 software product. The optimal operating regime of a gas-lift well (flow rate and the injection pressure of produced petroleum gas) has been determined using an analysis of the reservoir-well hydrodynamics system. Taking into account changes in the oil component composition during gas injection, the depth of wax formation has been determined by applying a developed method.

Keywords

high-wax oil, operation of gas lift wells, wax appearance temperature, dispersed oil system

Materials and methods

We used the results of laboratory studies of the physicochemical properties of the high-wax oil in the Dragon field in Vietnam, as well as the results from modeling the movement of the specified high-wax oil along the wellbore of a gas lift well through the Schlumberger PIPESIM software package.

For citation:

Nguyen Van Thang, Aleksandr N. Aleksandrov, Mikhail K. Rogachev. Improving efficiency of gas lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the downhole equipment in the Dragon field // Экспозиция Нефть Газ = Exposition Oil Gas, 2020, issue 1, pp.22-26. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10074.

Received: 13.02.2020

Введение

В настоящее время основной проблемой при добыче высокопарафинистых нефтей является интенсивное образование органических отложений в призабойной зоне пласта, скважинном и наземном нефтегазопромысловом оборудовании, что приводит к его аварийным остановкам и незапланированному текущему или капитальному ремонту. Решение указанной проблемы должно основываться на учете условий, существенно влияющих на процесс фазового перехода парафина в нефти [2–5].

Авторы [7] предположили, что температура насыщения нефти парафином является одним из основных факторов, который необходимо учитывать при разработке мероприятий по предупреждению органических отложений в осложненных скважинах. В работах [8, 16] отмечается, что преобладающим механизмом процесса парафинообразования является молекулярная диффузия.

Разработаны различные математические модели, которые позволяют описать фазовое поведение высокопарафинистых нефтей при изменении термобарических условий [11].

Исходные данные

Объектом исследования является эксплуатируемая газлифтным способом добывающая скважина фундамента месторождения Дракон в условиях интенсивного образования органических отложений парафинового типа.

Месторождение Дракон находится на южном шельфе Вьетнама в 120 км от города Вунг Тау. Геологический разрез площади Дракон представлен магматическими и метаморфическими породами фундамента и осадочными отложениями. Пластовое давление залежи фундамента составляет 19,4 МПа, а пластовая температура — 137°C. Давление насыщения нефти газом — 13,8 МПа. Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи фундамента месторождения Дракона представлена в таб. 1.

Нефть залежи фундамента месторождения Дракон является высокопарафинистой (содержание парафина до 24,03% масс.), смолистой (содержание смол и асфальтенов

3,29% масс.), высокозастывающей (свыше +30°C). Компонентный состав пластовой нефти залежи фундамента представлен в таб. 2.

По известному компонентному составу и физико-химическим свойствам нефти было выполнено построение модели высокопарафинистой нефти в программном продукте Multiflash 6.1.

Фазовая диаграмма

Точность определения интенсивности образования отложений парафина зависит от ряда ключевых факторов, таких как: знание компонентного состава пластовой нефти и ее свойств, корректно подобранной термодинамической модели образования парафина, гидродинамики потока и механизмов, участвующих в процессе кристаллизации парафина.

Применение упрощенной характеристики жидкости при моделировании процессов парафинообразования как одного или группы псевдо-компонентов может привести к неправильному прогнозированию скорости и профиля осаждения парафина.

Не только свойства нефти и газа, но также и их фазовые состояния изменяются с изменениями давления и температуры. Фазовое поведение будет определять конденсацию или испарение фаз, следовательно, определять парожидкостное разделение и термодинамические свойства фаз. Использование модуля PVT анализа состава нефти позволяет прогнозировать свойства смеси углеводородов на основе равновесия, энтальпии и корреляции свойств.

Выбор наиболее подходящей термодинамической модели процесса образования отложений парафина в рассматриваемых условиях является одним из ключевых факторов. В нашем случае в программе Multiflash была выбрана модель *waxes*.

Пластовые флюиды состоят из углеводородных и неуглеводородных компонентов. Они первоначально могут быть обнаружены в виде газов или жидкостей, но при изменении термобарических условий фазовое состояние флюидов изменяется, образуется многофазная

система. На рис. 1 представлена фазовая диаграмма углеводородной системы для залежи фундамента месторождения Дракон.

Фазовая диаграмма исследуемого флюида содержит однофазную, двухфазную и трехфазную области. Однофазная область содержит смесь жидких углеводородов с растворенным в ней газом (область 1), а также газовый конденсат или испаренные легкие фракции нефти в виде газа (область 2). Двухфазная область (область 3) включает нефть и свободный газ.

Граница между этими областями называется областью насыщения. Линия испарения — это сегмент области насыщения, в котором газ начинает выделяться из жидкости. Линии конденсации — это сегмент диаграммы, в котором газ переходит из газообразного состояния в жидкое. Критическая точка (точка С) — это то место, где фазы находятся в равновесии. Парафин начинает образовываться (точка Д) в том случае, когда температура системы становится ниже температуры насыщения нефти парафином. Нефтяная дисперсная система переходит в трехфазное состояние (область 4), дополнительно содержащей твердую фазу — парафин.

Согласно полученным результатам установлено, что моделируемое значение температуры насыщения нефти парафином соответствует экспериментальному значению температуры насыщения нефти парафином и составляет 44,3 °С.

Кроме того, использование программного обеспечения Multiflash позволяет нам определить динамику изменения массового содержания парафина в нефти при ее охлаждении ниже температуры насыщения ее парафином (рис. 2).

На рис. 2 показано, что при атмосферном давлении (0,1 МПа) содержание парафина составляет 22,7% масс., а при пластовом давлении (19,4 МПа) — 16,3% масс. Снижение скорости выделения твердой фазы обусловлено наличием растворенного газа при давлениях выше атмосферного.

Влияние компонентного состава на температуру насыщения нефти парафином

Авторами [12] показано, что существуют

Таб. 1 — Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи фундамента месторождения Дракона

Tab. 1 — Physico-chemical characteristics of degassed oil of basement formation in the Dragon field

Наименование параметра	Значение
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,84
Температура застывания, °С	32,5
Температура плавления парафина, °С	58,0
Объемный коэффициент, доли ед.	
- при текущих пластовых условиях	1,35
- при давлении насыщения	1,41
Вязкость при 50 °С, мм ² /с	6,77
Вязкость при 70 °С, мм ² /с	4,44
Содержание серы, % масс.	0,051
Групповой углеводородный состав, % масс.	
Асфальтены и смолы	3,29
Парафин	24,03

Таб. 2 — Компонентные составы исходной нефти и закачиваемого попутно-нефтяного газа

Tab. 2 — The component compositions of reservoir oil and injected produced petroleum gas

Наименование	Единицы измерения	Исходная нефть	Закачиваемый газ
N2	% мольн.	0,142	0,302
CO2	% мольн.	отсут.	0,589
CH4	% мольн.	30,890	77,634
C2H6	% мольн.	8,661	10,851
C3H8	% мольн.	7,800	6,296
и-C4H10	% мольн.	1,649	1,109
н-C4H10	% мольн.	3,455	1,657
и-C5H12	% мольн.	1,279	0,369
н-C5H12	% мольн.	1,646	0,381
Псевдо C6	% мольн.	3,008	0,297
Псевдо C7	% мольн.	-	0,346
Псевдо C8	% мольн.	-	0,062
Псевдо C9	% мольн.	-	0,092
Псевдо C10	% мольн.	-	0,011
Псевдо C11	% мольн.	-	0,004
C12+	% мольн.	-	-
C7+	% мольн.	41,471	0,515
Молярная масса	г/моль	133	21,794

некоторые параметры и факторы, приводящие к образованию парафина, такие как изменение состава нефти вследствие ее разгазирования, содержания и молекулярной массы парафина, давления, скорости охлаждения, обводненности и т. д.

В данной работе будет рассмотрено влияние компонентного состава нефти на ее температуру насыщения парафином с использованием программного продукта Multiflash. На рис. 3 представлено изменение температуры насыщения нефти парафином при изменении мольной доли компонентов на 1%.

Результаты анализа показывают, что увеличение содержания углеводородных газов (метана, этана и пропана) приводит к более раннему переходу парафина в твердую фазу. Остальные углеводородные компоненты от бутана до нонана, наоборот, действуют как растворители, замедляя процесс образования парафина [1].

Анализ режима работы газлифтной скважины месторождения Дракон

На основе полученных результатов исследования фазового поведения высокопарафинистой нефти при изменении термобарических условий фундаментного пласта выполнено обоснование режима работы скважины, эксплуатируемой газлифтным способом.

Подбор необходимого внутрискважинного оборудования и выбор режима работы скважины были выполнены с использованием программного комплекса PIPESIM на основе построенной модели фазового поведения высокопарафинистой нефти, исследуемой в программе Multiflash 6.1.

В процессе добычи начальное пластовое давление снижается до 19,4 МПа. Для обеспечения скважины дополнительной энергией для подъема жидкости до устья скважины и достижения запланированного дебита (100 м³/сутки), необходимо использовать механические способы эксплуатации скважин, в нашем случае — газлифтный способ.

На рис. 4 представлена характеристика системы пласт-скважина с использованием газлифта. При давлении закачки сжатого попутно-нефтяного газа 10 МПа и его расходе 20000 м³/сутки обеспечивается планируемый дебит по жидкости (100 м³/сут). На графике также указана линия, соответствующая давлению насыщения нефти газом.

После создания моделей газлифтной скважины и течения высокопарафинистой нефти, мы можем смоделировать различные гипотетические сценарии эксплуатации, такие как снижение пластового давления, увеличение обводненности и т.д. и впоследствии оценить наиболее эффективные варианты режимы работы газлифтной скважины (рис. 5).

На рис. 6 показано влияние роста обводненности добываемой скважинной продукции на изменение дебита газлифтной скважины по жидкости. Установлено, что с ростом обводненности до точки инверсии фаз (в диапазоне от 50 до 60% обводненности), наблюдается увеличение вязкости водонефтяной эмульсии, что приводит к снижению дебита газлифтной скважины по жидкости. При обводненности свыше 60% наблюдается рост дебита скважины.

Основной целью закачки попутно-нефтяного газа при газлифтом способе эксплуатации скважины является снижение плотности газожидкостной смеси. Это приводит к уменьшению вертикальной (гидростатической) составляющей градиента давления и, в конечном итоге, к увеличению депрессии на продуктивный пласт.

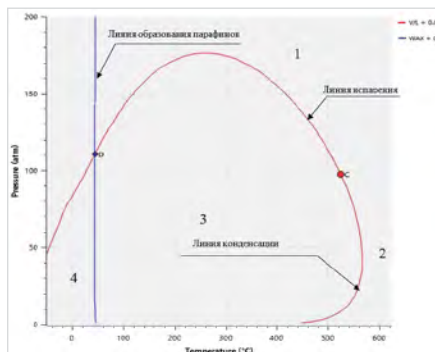


Рис. 1 — Фазовая диаграмма поведения нефти залежи фундамент
Fig. 1 — Phase diagram of the behavior of the basement formation oil

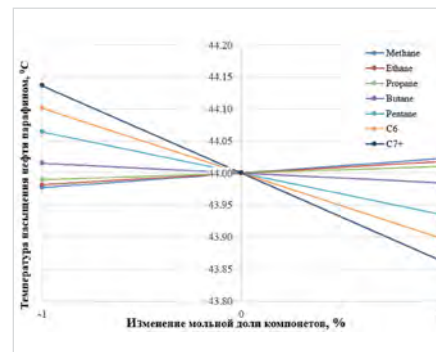


Рис. 3 — Влияние компонентного состава на температуру насыщения нефти парафином
Fig. 3 — The effect of component composition on the wax appearance temperature

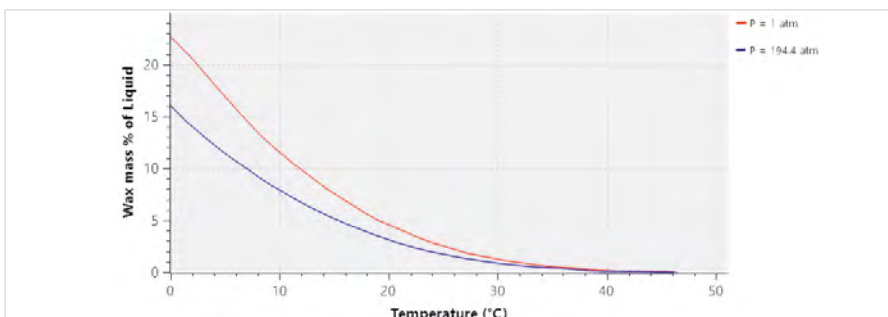


Рис. 2 — Зависимость массового содержания парафина в нефти от температуры
Fig. 2 — The dependence of the wax content on temperature

Использование функции системного анализа для оценки влияния изменения объема расхода закачки попутно-нефтяного газа на дебит газлифтной скважины по жидкости позволяет определить эффективные режимы работы скважины при увеличении обводненности. Согласно полученным результатам выбора эффективного режима работы газлифтной скважины при добыче обводненной скважинной продукции установлено, что дебит газлифтной скважины по жидкости увеличивается с ростом скорости закачки газа до точки, после которой дебит скважины остается постоянным (таб. 4).

Методика определения изменения компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке попутно-нефтяного газа

Газовая и жидкая фазы состоят из различных компонентов, таких как метан, этан, пропан и другие углеводороды. В большинстве научных работ углеводородные жидкости рассматриваются как два псевдо-компонента, включая в себя нефть и газ с постоянным составом. Следовательно, расчеты выполняются на основе упрощенных уравнений black-oil. В стандартной модели black-oil газ может растворяться в нефтяной фазе, а PVT-свойства углеводородных фаз представляют единую функцию давления и температуры. Следовательно, свойства нефти и газа, такие как плотность, вязкость и удельный объем, рассчитываются экспериментальными корреляциями при каждом значении давления и температуры. Эмпирические корреляции применяются для расчета содержания растворенного газа в нефтяной фазе.

Проведенный литературный обзор показал, что исследование работы газлифтной скважины чаще всего проводится по стандартной модели black-oil. Это приводит к существенной погрешности вследствие неучета

изменения состава нефти при изменении термобарических условий и закачке попутно-нефтяного газа.

Компонентные составы исходной нефти и закачиваемого попутно-нефтяного газа представлены в таб. 2.

По известному компонентному составу углеводородной системы при заданных значениях давления и температуры выполняются расчеты для определения мольной доли газовой n_v и жидкой фаз n_l в смеси, а также компонентного состава жидкой x_i и газовой y_i фаз.

Этапы вычислений для определения n_l , n_v , y_i и x_i углеводородной смеси с известным общим составом z_i и характеризующейся набором равновесных отношений K_i , суммируются на следующих этапах:

Этап 1: Определение мольной доли газовой фазы « n_v ».

Предположим, что значение n_v равно:

$$n_v = \frac{M}{M + N} \quad (1)$$

$$\text{где } M = \sum_i \left[z_i \left(K_i - \frac{1}{2} \right) \right] \quad (2)$$

$$N = \sum_i \left[z_i \left(\frac{1}{K_i + 1} - \frac{1}{2} \right) \right] \quad (3)$$

$$f(n_v) = \sum_i \frac{z_i (K_i - 1)}{n_v (K_i - 1) + 1} \quad (4)$$

$$f'(n_v) = - \sum_i \frac{z_i (K_i - 1)^2}{[n_v (K_i - 1) + 1]^2} \quad (5)$$

$$(n_v)_{new} = n_v - \frac{f(n_v)}{f'(n_v)} \quad (6)$$

где $(n_v)_{new}$ — это новое значение n_v , которое будет использоваться для следующей

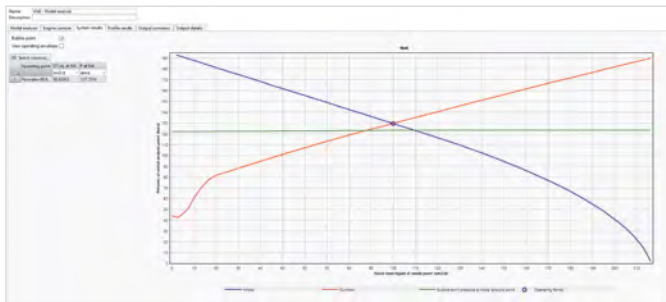


Рис. 4 — Характеристика системы пласт-скважина с использованием газлифта
Fig. 4 — Characteristic of the reservoir-well system using gas lift

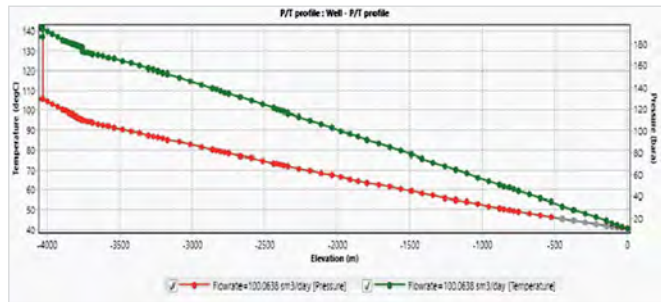


Рис. 5 — Профиль распределения давления и температуры газлифтной скважины залежи фундамента
Fig. 5 — The distribution profile of pressure and temperature of the gas-lift well of the basement formation

итерации. Эта процедура повторяется с новым значением n_p до тех пор, пока не будет достигнута сходимость:

$$|(n_v)_{new} - n_v| < eps \quad (7),$$

где $eps = 10^{-4}$

Этап 2: Определение мольной доли жидкой фазы « n_L ».

$$n_L = 1 - n_v \quad (8).$$

Равновесное отношение (уравнение Standing):

$$K_i = \frac{1}{p} 10^{(a+cF_i)} \quad (9).$$

$$a = 1,2 + 0,00045p(10^{-8})p^2 \quad (10).$$

$$c = 0,89 - 0,00017p - 3,5(10^{-8})p^2 \quad (11).$$

Параметр характеристики:

$$F_i = b_i \left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right] \quad (12).$$

$$b_i = \frac{\log(p_{ci}/14,7)}{\left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right]} \quad (13),$$

где T_{br} , P_{ci} — справочные значения критических давлений и температур кипения i — компонента.

Этап 3: Определение компонентного состава жидкой фазы « x_i ».

Учитывая n_v и n_L , рассчитаем состав жидкой фазы по следующему уравнению:

$$x_i = \frac{z_i}{n_L + n_v K_i} \quad (14).$$

Этап 4: Определение компонентного состава газовой фазы « y_i ».

Таб. 3 — Определение значений оптимального расхода закачки сжатого газа при различной обводненности нефти
Tab. 4 — Determination of optimal compressed produced gas injection flow rate for various water-cut

Значение обводненности (%)	Оптимальная скорость закачки газа (м ³ /сут)	Дебит по жидкости (м ³ /сут)
10	20500	94,2
40	21500	71,9
70	22500	76,4
90	23500	74,1

$$y_i = x_i K_i \quad (15).$$

Этап 5: Определение нового состава газовой фазы.

Получаем h — отношение числа молей закачиваемого газа к числу молей нефти в единицу времени:

$$y_i^* = \frac{y_i(\text{газлифт}) \times h + y_i \times n_v}{(n_{\text{газлифт}} + h)} \quad (16),$$

где y_i^* — компонентный состав газовой фазы i — компонента с учетом закачиваемого газлифта; $y_i(\text{газлифт})$ — компонентный состав газовой фазы i — компонента в закачиваемом газе.

Исходя из полученных результатов расчета изменения компонентного состава газожидкостной смеси, выполнено определение изменения температуры насыщения нефти парафином (рис. 7).

В результате проведенного анализа установлено, что при снижении давления по стволу скважины температура насыщения нефти парафином снижается. Такое изменение температуры насыщения нефти парафином объясняется ранее установленной зависимостью (рис. 3): уменьшение содержания углеводородных газов в нефти (метана, этана и пропана) приводит к более медленному переходу парафина в твердую фазу, при этом остальные углеводородные компоненты от бутана до нонана, наоборот, действуют как растворители, замедляя процесс образования парафина.

Согласно полученным профилям распределения давления и температуры по стволу скважины (рис. 5) установлено, что глубина, соответствующая началу образования парафиновых отложений в скважине, составляет от 300 до 400 м от устья скважины.

Итоги

На основе полученных результатов исследования фазового поведения высокопарафинистой нефти при изменении термобарических условий фундаментного пласта выполнено обоснование режима работы скважины, эксплуатируемой газлифтным способом с использованием продукта компании Schlumberger-PIPESIM.

2. Разработана методика определения изменения компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке попутно-нефтяного газа. Исходя из полученных результатов расчета изменения компонентного состава газожидкостной смеси, выполнено определение изменения температуры насыщения нефти парафином и определена глубина начала образования асфальтосмолопарафиновых отложений.

Выводы

1. На основе построенной модели пластовой нефти в программном продукте Multiflash 6.1 исследовано влияние изменения компонентного состава пластовой высокопарафинистой

нефти на условия и характер образования в ней парафина. Согласно полученным результатам моделирования выявлено, что моделируемое значение температуры насыщения нефти парафином соответствует экспериментальному значению этого параметра и составляет 44,3°C.

2. Результаты анализа влияния компонентного состава нефти на температуру насыщения ее парафином показали, что увеличение содержания углеводородных газов (метана, этана и пропана) приводит к более раннему переходу парафина в твердую фазу. Остальные углеводородные компоненты от бутана до нонана, наоборот, действуют как растворители, замедляя процесс образования парафина.

3. Использование функции системного анализа для оценки влияния изменения объемного расхода закачки попутно-нефтяного газа на дебит газлифтной скважины по жидкости при росте обводненности позволяет определить эффективные режимы работы скважины.

4. Разработана методика определения изменения компонентного состава нефти при использовании в качестве рабочего агента попутно-нефтяного газа в газлифтной скважине. В результате проведенного анализа режима работы газлифтной скважины на месторождении Дракон установлено, что при снижении давления в процессе подъема скважинной жидкости по стволу скважины температура насыщения нефти парафином снижается. Глубина, соответствующая началу образования парафиновых отложений в газлифтной скважине, составляет от 300 до 400 м от устья скважины.

Литература | References

- Александров А.Н., Кищенко М.А., Рогачев М.К. Моделирование образования твердых органических частиц в высокопарафинистой пластовой нефти // Инженер-нефтяник. 2018. №2. С. 42–49.
- Aleksandrov A.N., Kishchenko M.A., Rogachev M.K. Simulation the formation of solid organic particles in high-wax reservoir oil // Oil Engineer, 2018, issue 2, pp. 42–49. (In Russ.).
- Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: Недра, 2006. 296 с.
- Rogachev M.K., Strizhnev K.V. Fighting complications in oil production. Moscow: Nedra, 2006, 296 p. (In Russ.).
- Андриасов Р.С., Оскин И.А. Кристаллизация парафина из искусственных растворов // Разработка нефтяных месторождений и добыча нефти. Труды МИНХ и ГП. 1972. Вып. 99. С. 77–81.
- Andriasov R.S., Os'kin I.A. Crystallization of paraffin from artificial solutions // Development of oil fields and oil production. Proc. of MINKh i GP, 1972, issue 99, pp. 77-81. (In Russ.).

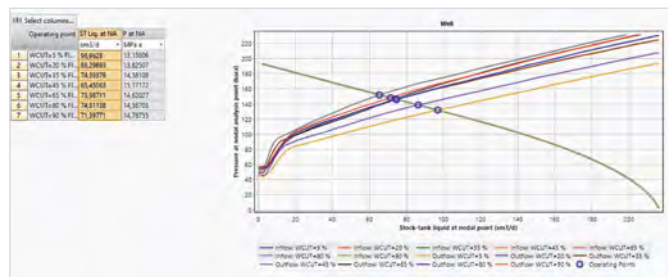


Рис. 6 — Влияние роста обводненности добываемой скважиной продукции на изменение дебита газлифтной скважины по жидкости

Fig. 6 — The effect of the water-cut on the change in the liquid flow rate of the gas-lift well

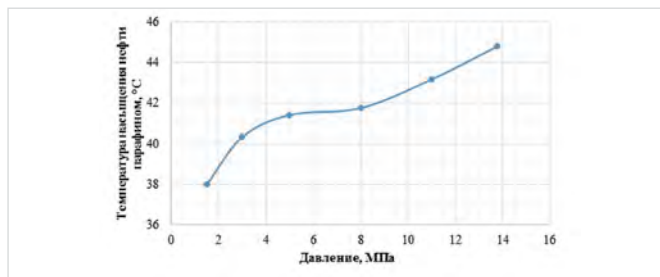


Рис. 7 — Зависимость температуры насыщения нефти парафином от давления

Fig. 7 — Dependence of wax appearance temperature on pressure

4. Ибрагимов Н.Г., Тронов В.П., Гуськова И.А. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. М.: Нефтяное хозяйство, 2010. 240 с. Ibragimov N.G., Tronov V.P., Gus'kova I.A. Theory and practice of methods for combating organic deposits in the late stages of oil field development]. Moscow: Oil industry, 2010, 240 p. (In Russ.).

5. Глущенко В.Н., Силин В.Н., Герин Ю.Г. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефте-промышленная химия. М.: Интерконтракт Наука, 2009. 480 с. Glushchenko V.N., Silin V.N., Gerin YU.G. Prevention and elimination of wax deposits. Oilfield chemistry, Moscow: Interkontakt Nauka, 2009, 480 p. (In Russ.).

6. Azevedo L.F.A., Teixeira A.M. A critical review of the modeling of wax deposition mechanisms // Petroleum Science and Technology, 2003, issue 21, pp. 393–408. DOI: 10.1081/LFT-120018528. (In Eng.).

7. Berne-Allen Jr. A., Work L.T. Solubility of refined paraffin waxes in petroleum fractions

// Industrial & Engineering Chemistry, 1938, issue 30 (7), pp. 806–812. DOI:10.1021/ie50343a019. (In Eng.).

8. Burger E.D., Perkins T.K., Striegler J.H., 1981. Studies of wax deposition in the trans-Alaska pipeline // Journal of Petroleum Technology, 1981, vol. 33, issue 6, pp. 1075–1086. DOI:10.2118/8788-PA. (In Eng.).

9. Corraera S., Fasano A., Fusi L., Merino-Garcia D. Calculating deposit formation in the pipelining of waxy crude oils // Meccanica, 2007, vol. 42, pp. 149–165. DOI: 10.1007/s11012-006-9028-4. (In Eng.).

10. Fadairo A., Ameloko A., Ako C., Duyilemi O. Modeling of wax deposition during oil production using a two-phase flash calculation // Petroleum & Coal, 2010, vol. 52, issue 3, pp. 193–202. (In Eng.).

11. Fusi L. On the stationary flow of a waxy crude oil with deposition mechanisms // Nonlinear Analysis, 2003. vol. 53, issue 3, pp. 507–526. DOI: 10.1016/S0362-546X(02)00315-2. (In Eng.).

12. Hunt E.B.J. Laboratory study of paraffin deposition // SPE Journal of Petroleum Technology, 1962, vol. 14, issue 11,

pp. 1259–1269. (In Eng.).

13. Lake L.W., Kohse B.F., Fanchi J.R., Nghiem L.X. Petroleum Engineering Handbook: Volume I General Engineering. SPE, Texas, USA, 2006, pp. 397–453. (In Eng.).

14. Leiroz A.T., Azevedo L.F.A. Studies on the mechanisms of wax deposition in pipelines. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, 2005, pp. 27–32. DOI: 10.4043/17081-MS

15. Schumberger PIPESIM [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.sis.slb.ru/pipesim/> (дата обращения 15.04.18). Schumberger PIPESIM. Available at: <http://www.sis.slb.ru/pipesim/> (accessed 15 April 2018). (In Russ.).

16. Solaimany Nazar A.R., Dabir B., Islam M.R. A multi-solid phase thermodynamic model for predicting wax precipitation in petroleum mixtures // Energy Sources, 2005, vol. 27, issue 1-2, pp. 173–184. DOI: 10.1080/00908310490448253. (In Eng.).

17. Pedersen K.S., Fredenslund A., Thomassen P. Properties of oils and natural gases (vol. 5). Houston: Gulf Pub. Co., Book Division, 1989, 385 p. (In Eng.).

ENGLISH

Results

Based on the results of the study of the phase behavior of high-wax oil when the thermobaric conditions of the basement formation change, a study of the operating regime of a well operated by using the gas-lift method is carried out through the Schlumberger-PIPESIM product. 2.A methodology has been developed for determining changes in the component composition of oil in a gas-lift well during the injection of produced petroleum gas. Based on the results of calculating the change in the component composition of the gas-liquid mixture, the change in the wax appearance temperature was determined, and the depth of the onset of the wax formation was determined.

Conclusions

1. Based on the developed reservoir oil model in the Multiflash 6.1 software product, the influence of changes in the component composition of the high-wax reservoir oil on the conditions and nature of wax formation has been studied. Regarding the obtained simulation results, it was shown that the simulated value of the wax appearance temperature corresponds

to the experimental value of this parameter and the WAT is 44.3°C.

2. The results of the analysis of the influence of the oil component composition on the wax appearance temperature showed that an increase in the content of hydrocarbon gases (methane, ethane, and propane) leads to an earlier transition of paraffin to the solid phase. The remaining hydrocarbon components from butane to nonane, on the contrary, act as solvents, slowing down the process of paraffin formation.

3. Using the system analysis function to evaluate the effect of a change in the volumetric flow rate of the produced compressed gas injection on the liquid flow rate of a gas-lift well with an increase in the water cut makes it possible to determine effective well operation regime.

4. A methodology has been developed for determining changes in the component composition of oil in a gas-lift well during the injection of produced petroleum gas. As a result of the analysis of the gas lift well of the Dragon field in Vietnam, it was observed that when the pressure decreases during the lifting of the fluid along the wellbore, the wax appearance temperature decreases and the depth of onset of wax formation in oil is from 300 to 400 m from the well-head.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Нгуен Ван Тханг, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия.

Александр Николаевич Александров, инженер кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия.

Для контактов: sania.alexandro2012@yandex.ru

Михаил Константинович Рогачев, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия.

Nguyen Van Thang, post-graduate student of Department of development and operation of oil and gas fields, Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation.

Aleksandr N. Aleksandrov, engineer of Department of development and operation of oil and gas fields, Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation.

Corresponding author: sania.alexandro2012@yandex.ru

Mikhail K. Rogachev, Sc.D, professor, head of department of development and operation of oil and gas fields, Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation.