

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2740462

СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (АСПО) В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Нгуен Ван Тханг (RU), Рогачев Михаил Константинович (RU), Александров Александр Николаевич (RU), Хасанов Александр Андреевич (RU)*

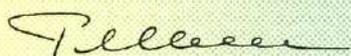
Заявка № 2020113992

Приоритет изобретения 16 апреля 2020 г.

Дата государственной регистрации в
Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 14 января 2021 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 16 апреля 2040 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 37/00 (2020.05)

(21)(22) Заявка: 2020113992, 16.04.2020

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
16.04.2020

Дата регистрации:
14.01.2021

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 16.04.2020

(45) Опубликовано: 14.01.2021 Бюл. № 2

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет", Патентно-лицензионный отдел

(72) Автор(ы):

Нгуен Ван Тханг (RU),
Рогачев Михаил Константинович (RU),
Александров Александр Николаевич (RU),
Хасанов Александр Андреевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: SU 1219789 A1, 23.03.1986. SU
1270298 A1, 15.11.1986. SU 1680954 A1,
30.09.1991. RU 2042793 C1, 27.08.1995. US
3477513 A1, 11.11.1969.

(54) СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (АСПО) В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

(57) Реферат:

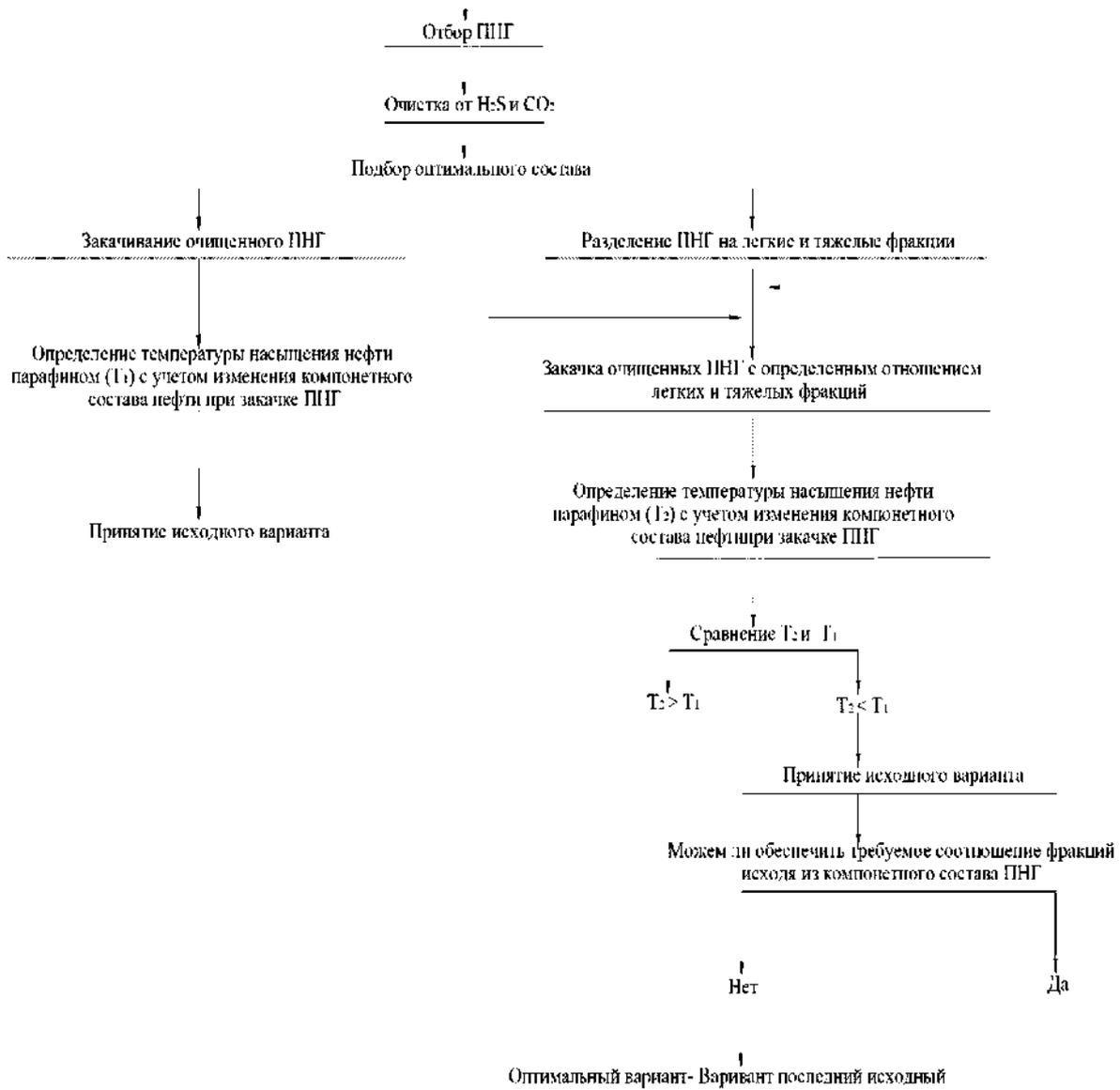
Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли, в частности к способам предотвращения образования отложений на нефтедобывающем оборудовании парафина и других составляющих углеводородного сырья, например асфальтосмолопарафиновых композиций, при его добыче и транспортировке. Способ включает закачку рабочего агента в межтрубное пространство скважины. Получают исходные данные по компонентным составам пластовой жидкости и попутно-нефтяного газа, который используют в качестве рабочего агента, далее проводят его очистку от сероводорода и углекислого газа, затем проводят закачку очищенного попутного нефтяного газа без изменения его углеводородного состава и определяют температуру насыщения нефти

парафином и глубину его образования в скважине с учетом изменения компонентного состава нефти при закачке попутно-нефтяного газа, далее изменяют соотношение легких и тяжелых фракций закачиваемого попутного нефтяного газа и определяют температуру насыщения нефти парафином и глубину его образования для данного соотношения легких и тяжелых фракций. Затем проводят сравнение показателей и выбирают оптимальный вариант требуемого количества расхода рабочего агента при наиболее низкой температуре насыщения нефти парафином. Повышается эффективность эксплуатации газлифтных скважин, осложненных асфальтосмолопарафиновыми отложениями, увеличивается межремонтный период их работы. 2 табл., 4 ил.

RU 2 740 462 C1

RU 2 740 462 C1

Получение исходных данных
(компонентный состав пластовой жидкости и ПНГ)



Фиг.3



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 37/00 (2020.05)

(21)(22) Application: **2020113992, 16.04.2020**

(24) Effective date for property rights:
16.04.2020

Registration date:
14.01.2021

Priority:

(22) Date of filing: **16.04.2020**

(45) Date of publication: **14.01.2021** Bull. № 2

Mail address:

**199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2,
federalnoe gosudarstvennoe byudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniya "Sankt-Peterburgskij gornyj
universitet", Patentno-litsenzionnyj otdel**

(72) Inventor(s):

**Nguen Van Tkhang (RU),
Rogachev Mikhail Konstantinovich (RU),
Aleksandrov Aleksandr Nikolaevich (RU),
Khasanov Aleksandr Andreevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federalnoe gosudarstvennoe byudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniya "Sankt-Peterburgskij gornyj
universitet" (RU)**

(54) **METHOD OF PREVENTING FORMATION OF ASPHALTENE, RESINOUS PARAFFIN DEPOSITS (ARPD) IN LIFT PIPES DURING GAS-LIFT OPERATION OF OIL WELLS**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

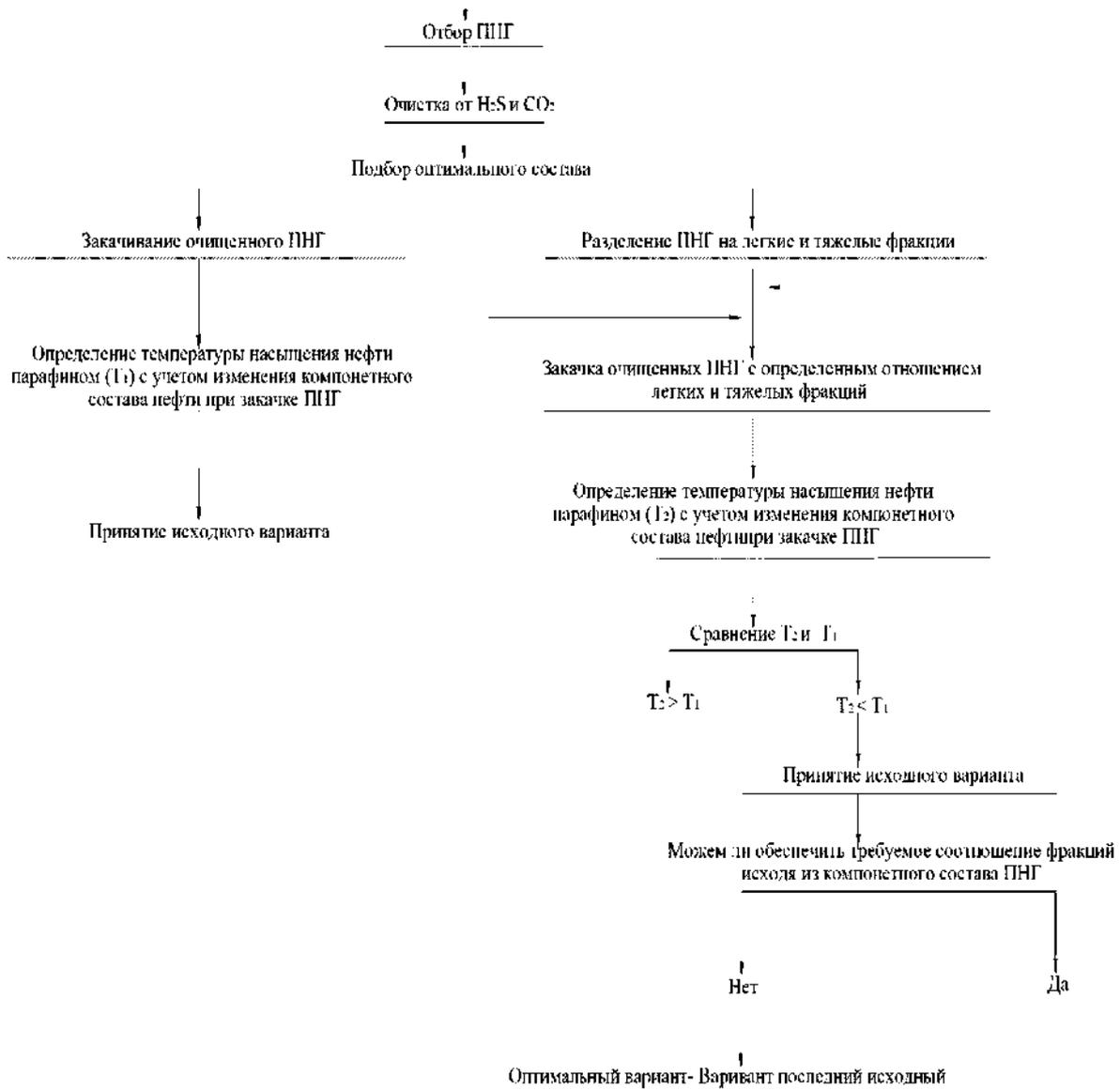
SUBSTANCE: invention relates to oil industry, in particular to methods of preventing deposit formation on oil-producing equipment of paraffin and other components of hydrocarbon material, for example, asphaltene-resin-paraffin compositions during its production and transportation. Proposed method comprises pumping working fluid into annular space of the well. Initial data are obtained on component compositions of formation fluid and associated petroleum gas, which is used as a working agent, then it is purified from hydrogen sulphide and carbon dioxide, then, purified associated petroleum gas is pumped without changing its hydrocarbon composition and temperature of oil saturation with paraffin is

determined and its formation depth in the well taking into account the oil component composition change during pumping of associated petroleum gas, further, the ratio of light and heavy fractions of injected associated petroleum gas is changed and the temperature of oil saturation with paraffin and the depth of its formation for a given ratio of light and heavy fractions are determined. Then the factors are compared and the optimal version of the required amount of working agent consumption is selected at the lowest temperature of oil saturation with paraffin.

EFFECT: improving operating efficiency of gas lift wells complicated by asphaltene-resin-paraffin deposits, increasing overhaul period of their operation.

1 cl, 2 tbl, 4 dwg

Получение исходных данных
(компонентный состав пластовой жидкости и ПНГ)



Фиг.3

RU 2740462 C1

RU 2740462 C1

Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли, в частности к способам предотвращения отложений парафина во внутрискважинном оборудовании.

Известен способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтегазодобывающих скважинах (авторское свидетельство SU №124896, опубл. 01.01.1959 г.) путем спуска в скважину насосно-компрессорных труб и применения выкидных линий с предварительно нанесенным защитным покрытием. Рекомендуются к применению гладкие диэлектрические покрытия, материалом которого являются пластические массы (винипласт, полиэтилен и др.).

Недостатками изобретения является высокая сложность в изготовлении насосно-компрессорных труб (НКТ) с защитным покрытием, хрупкость и слабое сцепление (адгезия) покрытия с металлом, а также высокая вероятность их повреждения при транспортировке и проведении спускоподъемных операций при текущем (капитальном) ремонте скважин.

Известен способ предотвращения отложения асфальтосмолопарафиновых веществ в оборудовании скважины (патент RU №2029855, опубл. 27.02.1995 г.) путем разделения на забое скважинной продукции на нефтяную и водную компоненты. Водную компоненту используют в качестве гидрофилизирующего раствора. Откачку начинают с водной компоненты. Она создает на поверхности оборудования гидрофильную пленку. Затем откачивают нефтяную компоненту. Откачку водной и нефтяной компонент чередуют для восстановления гидрофильной пленки.

Недостатками способа являются высокая сложность в проведении операции по гидрофилизации внутренней поверхности НКТ и малый срок действия гидрофильной пленки на поверхности оборудования по причине ее постоянного отмыва скважинной продукцией.

Известен способ борьбы с отложениями парафина в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважины (авторское свидетельство SU №1680954, опубл. 30.01.1991 г.), включающий подачу рабочего агента по трубопроводу в скважину и закачку конденсата в затрубное пространство дозированными порциями с непрерывным расходом, отличающийся тем, что, с целью повышения эффективности его за счет предотвращения формирования отложений парафина при одновременном снижении затрат на реализацию его, перед закачкой конденсата в него дополнительно вводят ингибитор парафинистых отложений, причем конденсат и ингибитор парафинистых отложений закачивают в трубопровод для подачи рабочего агента в виде аэрозоля.

Недостатками способа являются необходимость проведения дополнительных лабораторных исследований по выбору и оценке эффективности ингибиторов парафиноотложений. Кроме этого, в качестве закачиваемой в скважину газовой смеси предложено использовать смесь углеводородного газа, выделяющийся из пластовой жидкости, и воздуха. С одной стороны, окислительное действие кислорода на компоненты нефти приводит к образованию в НКТ стабильной водонефтяной эмульсии, для разрушения которой требуется дополнительное применение химических и тепловых способов; с другой стороны, при сепарации также возможно образование пожаровзрывоопасной смеси углеводородного газа и воздуха.

Известен способ ликвидации и предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтегазодобывающих скважинах (патент RU №2248442, опубл. 10.09.2003 г.) при котором с целью предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине на глубине образования отложений в скважину погружают нагревательную систему, состоящую из линейного нагревательного элемента в виде металлического проводника, питающей жилы и

замыкателя тока между ними в головной части. Замыкатель представляет собой локальный нагреватель, при помощи которого осуществляют нагрев при погружении нагревательной системы в скважину, что позволяет проходить пробки, образованные отложениями. После погружения осуществляют преимущественно попутный нагрев 5 путем замыкания цепи тока, образованной металлическим проводником и питающей жилой, для этого замыкающий элемент имеет падающую зависимость сопротивления от роста температуры.

Недостатком данного способа является отсутствие контроля температуры в процессе работы нагревательной системы и, как следствие, возможный перегрев замыкателя и 10 жилы линейного нагревательного элемента, ее дальнейший электрический пробой и выход из строя нагревательной системы, т.е. снижение надежности работы нагревательной системы в целом. Также другим недостатком способа является то, что замыкатель в силу своей конструкции имеет диаметр, близкий к внутреннему диаметру НКТ, поэтому опущенный в НКТ скважины нагревательный элемент будет 15 препятствовать потоку скважинной жидкости при добыче, так как значительно снижается сечение НКТ и, следовательно, невозможность работы нагревательной системы при длительной работе в скважине.

Известен способ борьбы с отложениями парафина в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважины (авторское свидетельство SU №1219789, опубл. 23.03.1986 г.) 20 принятый за прототип, включающий закачку конденсата вместе с рабочим агентом в скважину по следующему технологическому процессу: конденсат из емкости через дозаторный насос с расходом, определяемым по формуле, закачивается в межтрубное пространство газлифтной скважины

$$C=550+12(k-7),$$

25 где C - расход закачиваемого конденсата на 1 т добываемой нефти, г; k - процентное содержание парафина в добываемой нефти.

Недостатком способа является необходимость в проведении непрерывной или периодической закачки конденсата вместе с рабочим агентом в скважину, он не обеспечивает полное удаление асфальтосмолопарафиновых отложений на всем 30 интервале глубин парафинообразования в скважине вследствие того, что объем закачиваемого конденсата определяется без учета определения глубины образования парафиновых отложений.

Технический результат от использования изобретения заключается в повышении эффективности эксплуатации газлифтных скважин, осложненных образованием АСПО 35 в лифтовых трубах, снижении их вынужденного простоя для проведения очистных работ и увеличении межремонтного периода работы за счет принятия дополнительных мер по предупреждению и снижению интенсивности образования этих отложений.

Технический результат достигается тем, получают исходные данные по компонентным составам пластовой жидкости и попутно-нефтяного газа, который 40 используют в качестве рабочего агента, далее проводят его очистку от сероводорода и углекислого газа, затем проводят закачку очищенного попутного нефтяного газа без изменения его углеводородного состава и определяют температуру T_1 насыщения нефти парафином и глубину его образования в скважине с учетом изменения компонентного состава нефти при закачке попутно-нефтяного газа, далее изменяют 45 соотношение легких и тяжелых фракций закачиваемого попутного нефтяного газа и определяют температуру T_2 насыщения нефти парафином и глубину его образования для данного соотношения легких и тяжелых фракций, затем проводят сравнение показателей T_2 и T_1 , если $T_2 > T_1$, заново изменяют соотношение легких и тяжелых

фракций закачиваемого рабочего агента и повторяют определение температуры T_2 насыщения нефти парафином и глубину его образования, если $T_2 < T_1$, принимают полученную температуру как новый исходный вариант, затем проверяют условие возможности обеспечения требуемого соотношения фракций исходя из компонентного состава ПНГ, если условие возможности подтверждают, то повторяют данную процедуру для другого варианта соотношений легких и тяжелых фракций, если не подтверждают, тогда выбирают оптимальный вариант требуемого количества расхода рабочего агента при наиболее низкой температуре насыщения нефти парафином.

Способ поясняется следующими фигурами:

фиг. 1 - график изменения температуры насыщения нефти парафином;

фиг. 2 - график определения глубины образования парафина;

фиг. 3 - технологическая схема способа;

фиг. 4 - схема алгоритма для расчета изменения компонентного состава при закачке попутного нефтяного газа.

Способ осуществляется в следующей последовательности (фиг. 3). Для газлифтной скважины-кандидата, входящей в осложненный фонд по причине образования АСПО, получают исходные данные по компонентным составам пластовой жидкости и попутно-нефтяного газа (ПНГ).

В качестве рабочего агента газлифта рассматривается попутный нефтяной газ, предварительно очищенный от сероводорода и углекислого газа. Закачиваемый попутный нефтяной газ подбирается определенного состава, с учетом состава и свойств скважинной продукции и ее изменении при смешении с рабочим агентом, с целью снижения температуры кристаллизации парафина и интенсивности его образования.

Состав и количество закачиваемого попутно-нефтяного газа подбирается следующим образом. Первоначально рассматривается вариант закачки очищенного попутного нефтяного газа без изменения его углеводородного состава, включающего в себе легкие фракции от CH_4 до C_4H_{10} и более тяжелые от C_5H_{12} до $C_{11}H_{24}$. Далее для этого варианта определяют температуру насыщения нефти парафином и глубину его образования в скважине с учетом изменения компонентного состава нефти при закачке попутно-нефтяного газа.

Учет изменения компонентного состава происходит следующим способом:

Компонентный состав газожидкостной смеси при давлении P_1 и температуре T_1

$$x_i = \frac{z_i}{n_{ж} + n_{г}K_i}$$

$$y_i^* = \frac{y_{i(\text{газлифт})} \times a + x_i K_i \times n_{г}}{(n_{г} + a)}$$

где z_i - общий состав i - компонента

x_i - компонентный состав жидкой фазы i - компонента

y_i^* - компонентный состав газовой фазы i - компонента с учетом закачиваемого газлифта

$n_{г}$ - мольная доля газовой фазы

$n_{ж}$ - мольная доля жидкой фазы, $n_{ж} = 1 - n_{г}$

a - отношение числа молей закачиваемого газа к числу молей нефти в единицу времени

K_i - равновесное отношения i - компонента

K_i зависит от соотношения фугитивностей жидкой и газовой фаз. В свою очередь фугитивность является функцией компонентного состава.

Проведен расчет компонентного газожидкостной смеси при давлении P_1 , и температуре T_1 получили мольную долю газовой фазы $n_{г1}$, жидкой фазы $n_{ж1}$, $n_{ж1}=1-n_{г1}$

Принятый компонентный состав жидкой фазы x_i получен из расчета при первой температуре (T_1) в качестве исходного общего состава z_i при расчете для условий второй температуры (T_2)($z_{i2}=x_{i1}$), (индекс 1, 2 соответственно первое и второе условия)

Считают число молей жидкости при температуре $T=T_2$ равным единице, проводится расчет компонентного состава нефти по предыдущему алгоритму, получают мгновенные мольные доли жидкой и газовой фаз $n_{ж2(м)}$, $n_{г2(м)}$ соответственно. Фактическая мольная доля жидкой фазы рассчитывается по формуле:

$$n_{ж2} = 1 \cdot n_{ж1} \cdot n_{ж2(м)}$$

Аналогично для условий (P_3, T_3) и (P_n, T_n) получают фактическую мольную долю жидкости:

$$n_{жn} = \prod_{i=1}^n n_{жи}$$

а мольную долю газовой фазы

$$n_{гn} = 1 - \prod_{i=1}^n n_{жи}$$

где $n_{жn}$, $n_{гn}$ мольная доля жидкой и газовой фаз при температуре и давлении (P_n, T_n).

Исходя из полученных результатов расчета изменения компонентного состава газожидкостной смеси при закачке попутно-нефтяного газа, определяют изменение температуры насыщения нефти парафином путем использования известных программных продуктов, позволяющих изучить процесс образования парафиновых отложений в скважине, таких как Multiflash, Flow Assurance OLGA, LedaFlow Software.

Температура насыщения нефти парафином при газлифтном способе эксплуатации скважины является функцией, зависящей от давления, температуры флюида, компонентного состава нефти, расхода и состава закачиваемого попутно-нефтяного газа. Кривые распределения давления и температуры потока получены из результатов анализа профиля P-T в программе PIPESIM. Выделение из нефти твердых АСПО веществ начинается при снижении температуры потока до температуры насыщения нефти парафином, поэтому глубина начала интенсивного образования отложения (фиг. 2) соответствует пересечению кривых распределения температуры потока и температуры насыщения нефти парафином в скважине (фиг. 1).

Полученная температура насыщения нефти парафином будет являться исходной точкой для сравнения с последующими вариантами.

Следующим шагом меняем соотношение легких и тяжелых фракций закачиваемого попутно нефтяного газа и проводим расчет по вышеуказанной методике. Получаем новое значение температуры насыщения нефти парафином.

Проделав процедуру для различных соотношений легких и тяжелых фракций, выбираем самый оптимальный вариант исходя из требуемого количества расхода рабочего агента и наиболее низкой температуры насыщения нефти парафином.

Способ поясняется следующими примерами.

Для условий газлифтной скважины с пластовым давлением 19,2 МПа и пластовой

температурой 135°C. Давление насыщения нефти газом - 13,5 МПа. Представлен результат подбора оптимального состава закачиваемого рабочего агента. При этом давление закачки попутно-нефтяного газа составляет 10 МПа и его расход 20000 м³/сутки обеспечивается планируемый дебит по жидкости (100 м³/сут). В таблице 1

Таблица 1 – Компонентные составы исходной нефти и закачиваемого попутно-нефтяного газа

Наименование	Исходная нефть % мольн. (z _i)	Закачиваемой газ% мольн(y _r)	M _i	Удельный вес (γ _n)	T _{ки} (K)	P _{ки} (МПа)	ω _i
N ₂	0,157	0,302	28,010	0,281302	126,192	3,3958	0,0372
CO ₂	0,020	0,000	44,010	0,836556	304,128	7,3773	0,223
CH ₄	31,891	72,723	16,043	0,146044	190,564	4,5992	0,0104
C ₂ H ₆	9,621	8,851	30,070	0,366448	305,33	4,8718	0,0991
C ₃ H ₈	8,783	6,296	44,097	0,515928	369,85	4,24766	0,152
и-C ₄ H ₁₀	1,342	2,109	58,123	0,56218	407,85	3,64	0,1844
н-C ₄ H ₁₀	4,523	1,757	58,123	0,583715	425,16	3,796	0,1985
и-C ₅ H ₁₂	1,323	1,269	72,150	0,624246	460,45	3,377	0,227
н-C ₅ H ₁₂	1,726	1,781	72,150	0,630049	469,7	3,3665	0,2513
Псевдо C ₆	4,215	1,397	86,177	0,662755	507,82	3,0181	0,2979
Псевдо C ₇	-	1,346	100,204	0,687561	540,13	2,727	0,3498
Псевдо C ₈	-	1,062	114,231	0,706621	569,32	2,497	0,396
Псевдо C ₉	-	1,092	128,258	0,721349	594,6	2,288	0,445
Псевдо C ₁₀	-	0,011	142,28	0,733223	617,7	2,12	0,489
Псевдо C ₁₁	-	0,004	156,31	0,743122	638,8	1,966	0,535
C ₁₂₊	-						
C ₇₊	36,399						
Молярная масса	121,638	27,26					

Далее исходя из исходных данных определяют глубины образования асфальтосмолопарафиновых отложений в газлифтной скважине на основе расчета температуры насыщения нефти парафином с учетом изменения компонентного состава нефти при закачке попутно-нефтяного газа.

Если данные компонентного состава пластовой жидкости не разделены на отдельные углеводородные составляющие, то необходимо выполнить перераспределение этих компонентов на отдельные псевдо-компоненты по методу Katz:

$$\sum_{n=7}^{n+} z_n = z_{C7+}$$

$$z_n = 1.269831 z_{C7+} \exp(-0,26721n) + 0,0060884 z_{C7+} + 10,425 \times 10^{-6}$$

$$M_{n+} = \frac{z_{C7+} M_{C7+} - \sum_{n=7}^{(n+ - 1)} [z_n M_n]}{z_{n+}}$$

$$\gamma_{n+} = \frac{z_{n+} M_{n+}}{\frac{z_{C7+} M_{C7+}}{\gamma_{C7+}} - \sum_{n=7}^{(n+ - 1)} \frac{z_n M_n}{\gamma_n}}$$

где

z_{C7+} - мольная доля C_{7+} ;

n - число атомов углерода псевдо-компонента;

z_n - мольная доля псевдо-компонента с числом атомов углерода n ;

$n+$ - последний углеводородный компонент в группе C_{7+} с числом атомов углерода n , такой как 12+;

M_{C7+} , γ_{C7+} - измеренный молекулярный вес и удельный вес C_{7+} ;

M_n , γ_n - молекулярный вес и удельный вес псевдо-компонента с n атомами углерода.

Значение T_{ki} , P_{ki} , ω компонента C_{n+} определяются следующим образом:

$$T_{ki} = 128,874105889 \left(\frac{M_i}{\gamma_i}\right)^{0,351579776} - 0,195982021 \left(\frac{M_i}{\gamma_i}\right) - 129,660666440$$

$$P_{ki} = 219,45331604 \left(\frac{M_i}{\gamma_i}\right)^{-0,885326626} - 0,000734065716 \left(\frac{M_i}{\gamma_i}\right) + 0,34215749907$$

$$\omega_i = 0,279354619 \ln \left(\frac{M_i}{\gamma_i}\right) + 0,00141973 \left(\frac{M_i}{\gamma_i}\right) - 1,243207091$$

где T_{ki} , P_{ki} - справочные значения критических давлений и температур кипения i - компонента, ω - ацентрический фактор.

Затем проводится расчет компонентного состава при давлении P_1 , и температуре T_1 на глубине закачки газа с использованием следующего алгоритма (фиг. 4).

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

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

x_i - компонентный состав жидкой фазы i - компонента

$$x_i = \frac{z_i}{n_{ж} + n_{г} K_i}$$

y_i - компонентный состав газовой фазы i - компонента

$$y_i = x_i K_i$$

$f(n_{г})$ - Функция характеристики газовой фазы: $f(n_{г}) = \sum_i \frac{z_i (K_i - 1)}{n_{г} (K_i - 1) + 1}$

Производная функции: $f'(n_{г}) = - \sum_i \frac{z_i (K_i - 1)^2}{[n_{г} (K_i - 1) + 1]^2}$

$(n_{\Gamma})_H$ - новое значение мольной доли газовой фазы: $(n_{\Gamma})_H = n_{\Gamma} - \frac{f(n_{\Gamma})}{f'(n_{\Gamma})}$

y_i^* - компонентный состав газовой фазы i - компонента с учетом закачиваемого газлифта.

$$y_i^* = \frac{y_{i(\text{газлифт})} \times a + x_i K_i \times n_{\Gamma}}{(n_{\Gamma} + a)}$$

a - отношение числа молей закачиваемого газа к числу молей нефти в единицу времени.

При закачке газовой смеси в скважину с удельным расходом R_{Γ} и планируемым дебитом по жидкости $Q_{\text{ж}}$ поток газа через газлифтный клапан рассчитывается по формуле:

$$V_{\Gamma} = R_{\Gamma} Q_{\text{ж}} / 86400, \text{ м}^3/\text{с}$$

Количество молей закачиваемого через газлифтный клапан газа рассчитывается по формуле:

$$PV_{\Gamma} = z_{\text{газлифт}} n_{\text{газлифт}} RT$$

где: $z_{\text{газлифт}}$ - коэффициент сверхсжимаемости реального закачиваемого газа, $z \approx 1$
(Данный параметр может быть определен графическим способом по известным приведенным давлению и температуре с помощью графика Брауна-Катца);

$n_{\text{газлифт}}$ - число молей закачиваемого газа;

P - давление газа на глубине закачки, Па;

V - объем закачиваемого газа, м^3 ;

T - температура газа на глубине закачки, К;

R - газовая постоянная.

Новый состав газовой фазы, рассчитывается по формуле:

$$y_i^* = \frac{y_{i(\text{газлифт})} \times h + y_i \times n_{\Gamma}}{(n_{\Gamma} + h)}$$

Значения температуры и давления для расчета количество закачиваемого газа получены из результатов анализа профиля P-T в программе PIPESIM.

Далее определяют бинарные коэффициенты взаимодействия согласно по следующим правилам:

Взаимодействие между двумя углеводородными компонентами увеличивается с увеличением относительной разницы их молекулярных масс.

$$k_{ij} < k_{i(j+1)}$$

$$\text{и } k_{(i+1)j} < k_{ij}$$

Углеводородные компоненты с одинаковой молекулярной массой имеют бинарный коэффициент взаимодействия, равны нулю.

$$k_{ii} = 0$$

Бинарная матрица коэффициентов взаимодействия является симметричной

$$k_{ij} = k_{ji}$$

Для системы содержит компоненты N_2 , CO_2 или CH_4

$$k_{ij} = \delta_2 T_{rj}^2 + \delta_1 T_{rj} + \delta_0$$

где:

i - относится к основным компонентам N_2 , CO_2 , или CH_4 , а j относится к другим углеводородным компонентам бинарной смеси, T_r - приведенная температура $T_r = T/T_k$

Для азота - углеводороды

$$\delta_0 = 0,1751787 - 0,7043 \log(\omega_j) - 0,862066 [\log(\omega_i)]^2$$

$$\delta_1 = -0,584474 + 1,328 \log(\omega_j) + 2,035767 [\log(\omega_i)]^2$$

$$\delta_2 = 2,257079 + 7,869765 \log(\omega_j) + 13,50466 [\log(\omega_i)]^2 + 8,3864 [\log(\omega_i)]^3$$

Для метана- углеводороды

$$\delta_0 = -0,01664 - 0,37283 \log(\omega_j) + 1,31757 [\log(\omega_i)]^2$$

$$\delta_1 = 0,48147 + 3,35342 \log(\omega_j) - 1,0783 [\log(\omega_i)]^2$$

$$\delta_2 = -0,4114 - 3,5072 \log(\omega_j) - 1,0783 [\log(\omega_i)]^2$$

Для CO_2 -углеводороды

$$\delta_0 = 0,4025636 + 0,1748927 \log(\omega_j)$$

$$\delta_1 = -0,94812 - 0,6009864 \log(\omega_j)$$

$$\delta_2 = 0,741843368 + 0,441775 \log(\omega_j)$$

Приняв процедуру, рекомендованную Petersen (1989) для расчета бинарных коэффициентов взаимодействия между компонентами, более тяжелыми, чем метан, например, C_2 , C_3

$$k_{C_n - C_{n+}} = 0,8 k_{C_{(n-1)} - C_{n+}}$$

где n - число атомов углерода компонента C_n .

Например

$$k_{C_2 - C_{n+}} = 0,8 k_{C_1 - C_{n+}}$$

$$k_{C_3 - C_{n+}} = 0,8 k_{C_2 - C_{n+}}$$

Остальные k_{ij} определится:

$$k_{ij} = k_{i - C_{n+}} \left[\frac{(M_j)^5 - (M_i)^5}{(M_{C_{n+}})^5 - (M_i)^5} \right]$$

Например

$$k_{C_3 - C_4} = k_{C_3 - C_{n+}} \left[\frac{(M_{C_4})^5 - (M_{C_3})^5}{(M_{C_{n+}})^5 - (M_{C_3})^5} \right]$$

Затем определяют коэффициенты сжимаемости газовой и жидкой фаз.

Peng and Robinson предложили следующее уравнение состояния:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{(V+b)-b(V-b)}$$

где:

$$a = 0.45724 \frac{R^2 T_K^2}{p_K}$$

$$b = 0.07780 \frac{RT_k}{p_k}$$

$$\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2$$

$$T_r = T/T_k$$

$$m = 0.3796 + 1.542266\omega - 0.2699\omega^2 \text{ если } \omega < 0.49$$

$$m = 0.379642 + 1.48503\omega - 0.1644\omega^2 + 0.016667\omega^3 \text{ если } \omega > 0.49$$

Переставляя уравнение состояния Peng and Robinson в виде коэффициента сжимаемости, дает

$$Z^3 + (B-1)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-R^3) = 0$$

$$\text{где } A = \frac{(a\alpha)_{\text{смеси}} P}{R^2 T^2}$$

$$B = \frac{b_{\text{смеси}} P}{RT^2}$$

Для газовой фазы с учетом y_i^*

$$(a\alpha)_{\text{смеси}} = \sum_i \sum_j [y_i^* y_j^* \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})]$$

$$b_{\text{смеси}} = \sum_i [y_i^* b_i]$$

Для жидкой фазы:

$$(a\alpha)_{\text{смеси}} = \sum_i \sum_j [x_i x_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})]$$

$$b_{\text{смеси}} = \sum_i [x_i b_i]$$

Расчет параметров A и B для газовой и жидкой фаз получаем A_g, B_g и A_j, B_j

Применить A_g, B_g для газовой фазы:

$$Z^3 + (B-1)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0$$

Решение этого кубического уравнения, наибольший положительный корень дает коэффициент сжимаемости газовой фазы:

Z^g - наибольший положительный корень

Применить A_j, B_j для жидкой фазы:

$$Z^3 + (R-1)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0$$

Решение этого кубического уравнения, наименьший положительный корень дает коэффициент сжимаемости жидкой фазы

Z^* - наименьший положительный корень

Далее определяют равновесные отношения " K_i "

$$K_i = \frac{\phi_i^*}{\phi_i^g}$$

Используя рассчитанный состав жидкой фазы x_i , определяют коэффициент фугитивности ϕ_i^* для каждого компонента в жидкой фазе, применяя уравнение:

$$\ln(\phi_i^*) = \frac{b_i(Z^* - 1)}{b_{\text{смеси}}} - \ln(Z^* - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{2\psi_i}{(a\alpha)_{\text{смеси}}} - \frac{b_i}{b_{\text{смеси}}} \right] \ln \left[\frac{Z^* + (1 + \sqrt{2})B}{Z^* - (1 - \sqrt{2})B} \right]$$

где $\psi_i = \sum_j [x_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})]$

С учетом изменения компонентного состава нефти при закачке попутно-нефтяного газа, используя рассчитанный новый состав газовой фазы, y_i^* , определяют коэффициент фугитивности ϕ_i^g для каждого компонента в газовой фазе, применяя уравнение:

$$\ln(\phi_i^g) = \frac{b_i(Z^g - 1)}{b_{\text{смеси}}} - \ln(Z^g - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{2\psi_i}{(a\alpha)_{\text{смеси}}} - \frac{b_i}{b_{\text{смеси}}} \right] \ln \left[\frac{Z^g + (1 + \sqrt{2})B}{Z^g - (1 - \sqrt{2})B} \right]$$

где $\psi_i = \sum_j [y_j^* \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})]$

Проведен расчет компонентного газожидкостной смеси при давлении P_1 , и температуре T_1 получили мольную долю газовой фазы $n_{г1}$, жидкой фазы $n_{ж1}$, $n_{ж1} = 1 - n_{г1}$

Принятый компонентный состав жидкой фазы x_i получен из расчета при первой температуре (T_1) в качестве исходного общего состава z_i при расчете для условий второй температуры (T_2) ($z_{i2} = x_{i1}$). (индекс 1, 2 соответственно первое и второе условия)

Считают число молей жидкости при температуре $T = T_2$ равным единице, проводится расчет компонентного состава нефти по предыдущему алгоритму, получают мгновенные мольные доли жидкой и газовой фаз $n_{ж2(м)}$, $n_{г2(м)}$ соответственно. Фактическая мольная доля жидкой фазы рассчитывается по формуле:

$$n_{ж2} = 1 \cdot n_{ж1} \cdot n_{ж2(м)}$$

Аналогично для условий (P_3, T_3) и (P_n, T_n) получают фактическую мольную долю жидкости:

$$n_{жn} = \prod_{i=1}^n n_{жи}$$

а мольную долю газовой фазы

$$n_{гn} = 1 - \prod_{i=1}^n n_{жи}$$

где $n_{жn}$, $n_{гn}$ мольная доля жидкой и газовой фаз при температуре и давлении (P_n, T_n).

Исходя из полученных результатов расчета изменения компонентного состава газожидкостной смеси при закачке попутно-нефтяного газа по вышеуказанному алгоритму определяют изменение температуры насыщения нефти парафином путем использования известных программных продуктов, позволяющих изучить процесс образования парафиновых отложений в скважине, таких как Multiflash, Flow Assurance OPGA, LedaFlow Software. Температура насыщения нефти парафином при газлифтном способе эксплуатации скважины является функцией, зависящей от давления, температуры флюида, компонентного состава нефти, расхода и состава закачиваемого попутно-нефтяного газа. Кривые распределения давления и температуры потока получены из результатов анализа профиля P-T в программе PIPESIM. Выделение из нефти твердых АСПО веществ начинается при снижении температуры потока до температуры насыщения нефти парафином, поэтому глубина начала интенсивного образования отложения соответствует пересечению кривых распределения температуры потока и температуры насыщения нефти парафином в скважине.

Результат исследования показан, что при оптимальном режиме температура

насыщение нефти парафином снижается. (Фиг. 1)

Таблица 2– Изменения температуры насыщения нефти парафином

Наименование	Значение					
Давление (МПа)	13,8	11,0	8,0	5,0	3,0	1,5
Температура насыщения нефти парафином ($^{\circ}\text{C}$)	55,8	54,172	52,753	52,409	51,314	48,965

Таким образом, предлагаемый способ обеспечивает повышение эффективности эксплуатации скважин с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых отложений путем снижения простоя скважины и увеличения межремонтного периода работы за счет уменьшения интенсивности образования отложений, снижения температуры и глубины образования АСПО.

(57) Формула изобретения

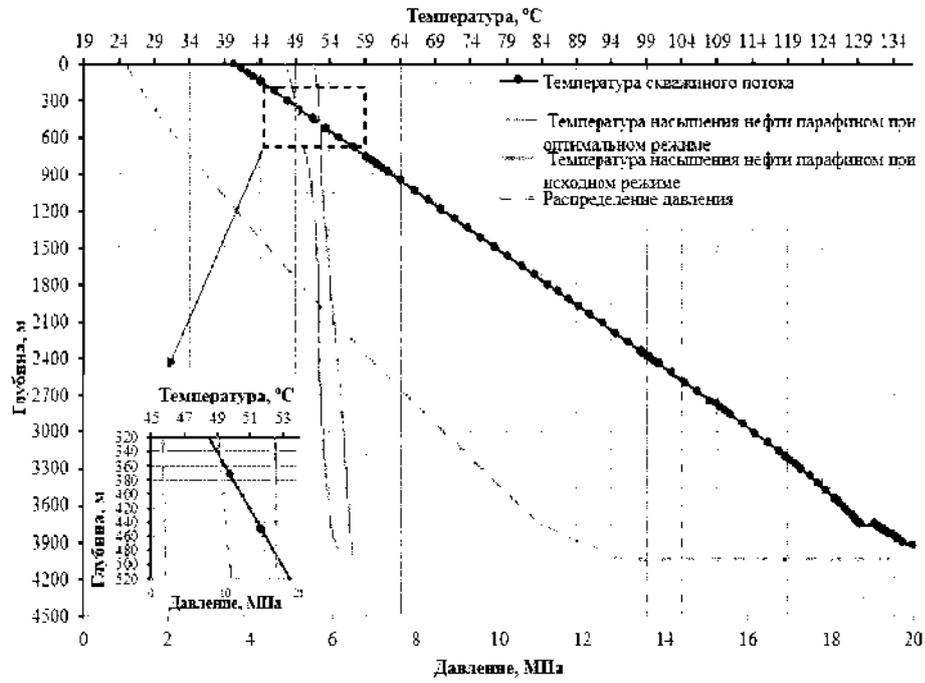
Способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации нефтяных скважин, включающий закачку рабочего агента в межтрубное пространство скважины, отличающийся тем, что получают исходные данные по компонентным составам пластовой жидкости и попутно-нефтяного газа (ПНГ), который используют в качестве рабочего агента, далее проводят его очистку от сероводорода и углекислого газа, затем проводят закачку очищенного попутного нефтяного газа без изменения его углеводородного состава и определяют температуру T_1 насыщения нефти парафином и глубину его образования в скважине с учетом изменения компонентного состава нефти при закачке ПНГ, далее изменяют соотношение легких и тяжелых фракций закачиваемого попутного нефтяного газа и определяют температуру T_2 насыщения нефти парафином и глубину его образования для данного соотношения легких и тяжелых фракций, затем проводят сравнение показателей T_2 и T_1 , если $T_2 > T_1$, заново изменяют соотношение легких и тяжелых фракций закачиваемого рабочего агента и повторяют определение температуры T_2 насыщения нефти парафином и глубину его образования, если $T_2 < T_1$, принимают полученную температуру как новый исходный вариант, затем проверяют условие возможности обеспечения требуемого соотношения фракций исходя из компонентного состава ПНГ, если условие возможности подтверждают, то повторяют данную процедуру для другого варианта соотношений легких и тяжелых фракций, если не подтверждают, тогда выбирают оптимальный вариант требуемого количества расхода рабочего агента при наиболее низкой температуре насыщения нефти парафином.

1

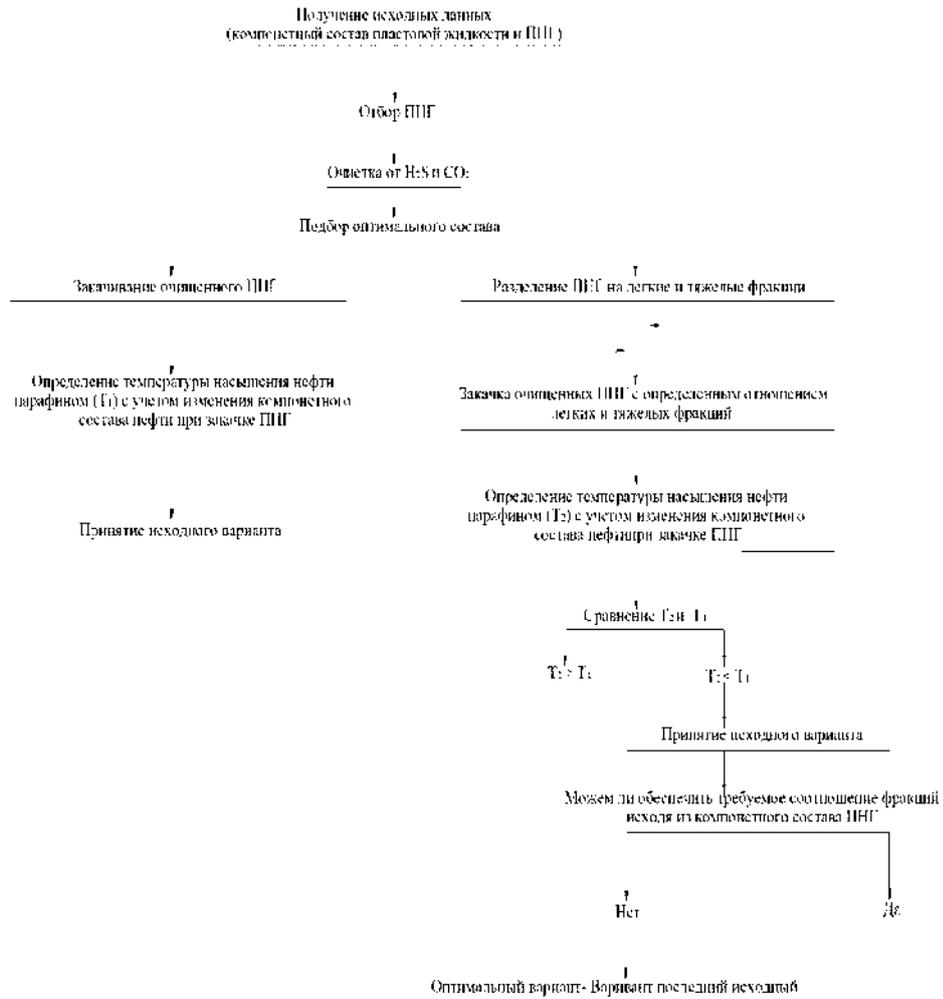


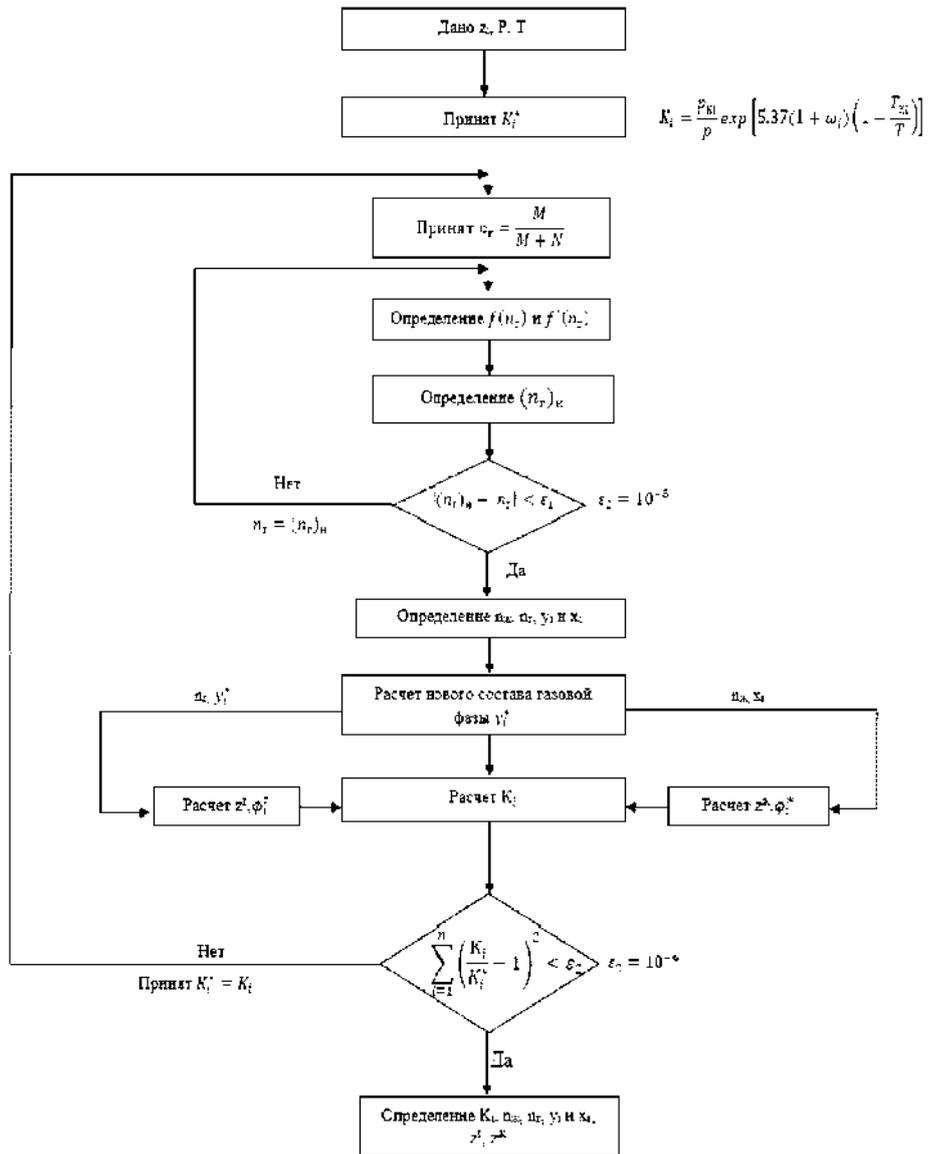
Фиг. 1

2



Фиг.2





Фиг.4