

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ
№ 2755778

СПОСОБ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ 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)*

Заявка № 2021104406

Приоритет изобретения **20 февраля 2021 г.**

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **21 сентября 2021 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **20 февраля 2041 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 37/06 (2021.05)

(21)(22) Заявка: 2021104406, 20.02.2021

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
20.02.2021

Дата регистрации:
21.09.2021

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 20.02.2021

(45) Опубликовано: 21.09.2021 Бюл. № 27

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
Санкт-Петербургский горный университет,
Патентно-лицензионный отдел

(72) Автор(ы):

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

(73) Патентообладатель(и):

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

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: НГУЕН В.Т. и др. Предотвращение
образования асфальтосмолопарафиновых
отложений в газлифтных скважинах, Деловой
журнал Neftegaz. RU, 2020, N 8, с. 22-28. RU
2298642, 10.05.2007. SU 1219789 A1, 23.03.1986.
RU 2342519 C2, 27.12.2008. CN 110219628 A,
10.09.2019. EP 324003 A, 10.07.1989.

(54) СПОСОБ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли. Технический результат - повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин, осложненных интенсивным образованием асфальтосмолопарафиновых отложений АСПО в лифтовых трубах при добыче высокопарафинистой нефти, увеличение межремонтного периода работы скважины. В способе предотвращения образования АСПО в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации нефтяных скважин 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 попутно-нефтяного газа. 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. 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. Проверяют условие возможности обеспечения требуемого соотношения фракций исходя из компонентного состава ПНГ, если оно подтверждается, то

повторяют данную процедуру для другого варианта соотношений легких и тяжелых фракций, если не подтверждается, выбирают оптимальный вариант требуемого количества расхода рабочего агента при наиболее низкой температуре насыщения нефти парафином. Осуществляют закачку горячего ПНГ в затрубное пространство скважины между колонной насосно-компрессорных труб НКТ и технологической колонной, при этом предварительно определяют оптимальный расход горячего ПНГ исходя из объема закачиваемого рабочего агента и наименьшего значения глубины его закачки. Интервал спуска технологической колонны с теплоизоляционным покрытием с оптимальной толщиной 20-35 мм устанавливают ниже глубины закачки горячего ПНГ в скважину на величину не более 30 м. Теплоизоляционное

покрытие технологической колонны выполнено из полиуретана. Закачиваемый ПНГ предварительно нагревают до 90-105°C, определяют режим закачки горячего ПНГ в скважину путем прогнозирования скорости образования органических отложений в колонне НКТ по снижению дебита скважины и увеличению толщины отложений с течением времени - область точки пересечения зависимостей изменения дебита скважины и толщины отложений соответствует оптимальному значению межочистного периода работы скважины, далее непрерывно закачивают горячий ПНГ в газлифтную скважину до восстановления запланированного значения текущего дебита скважины, после этого клапан постоянного давления закрывают. 10 ил., 2 табл., 4 пр.

R U 2 7 5 5 7 7 8 C 1

R U 2 7 5 5 7 7 8 C 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 37/06 (2021.05)

(21)(22) Application: **2021104406, 20.02.2021**

(24) Effective date for property rights:
20.02.2021

Registration date:
21.09.2021

Priority:

(22) Date of filing: **20.02.2021**

(45) Date of publication: **21.09.2021** Bull. № 27

Mail address:

199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2, Sankt-Peterburgskij gornyj universitet, Patentno-litsenzionnyj otdel

(72) Inventor(s):

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

(73) Proprietor(s):

federalnoe gosudarstvennoe biudzhethnoe obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego obrazovaniia «Sankt-Peterburgskii gornyi universitet» (RU)

(54) **METHOD FOR CONTROL OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS FORMATION IN LIFT PIPES DURING GASLIFT OPERATION OF WELLS**

(57) Abstract:

FIELD: oil industry.

SUBSTANCE: invention relates to the oil industry. In the method for preventing the formation of ARPD in lift pipes during gas-lift operation of oil wells, initial data are obtained on the component compositions of the formation fluid and associated petroleum gas APG, which is used as a working agent, then it is purified from hydrogen sulfide and carbon dioxide, then the purified associated gas is injected oil gas without changing its hydrocarbon composition and determine the temperature T_1 of oil saturation with paraffin and the depth of its formation in the well, taking into account the change in the composition of oil when injecting associated petroleum gas. The ratio of light and heavy fractions of the injected associated petroleum gas is changed and the temperature T_2 of oil saturation with paraffin and the depth of its formation for a given ratio of light and heavy fractions are determined. If $T_2 > T_1$, the ratio of light and heavy fractions of the injected working agent is changed again and the determination of the temperature T_2 of oil saturation

with paraffin and the depth of its formation is repeated. If $T_2 < T_1$, the resulting temperature is taken as a new initial version. The condition of the possibility of ensuring the required ratio of fractions based on the component composition of APG is checked, if it is confirmed, then this procedure is repeated for another variant of the ratio of light and heavy fractions, if not confirmed, the optimal variant of the required amount of flow rate of the working agent is selected at the lowest temperature of oil saturation with paraffin. Hot APG is injected into the annulus of the well between the tubing string and the production string, while the optimal flow rate of hot APG is preliminarily determined based on the volume of the injected working agent and the smallest value of its injection depth. The interval for running the process string with a heat-insulating coating with an optimal thickness of 20-35 mm is set below the depth of hot APG injection into the well by no more than 30 m. The heat-insulating coating of the technological column is made of polyurethane. The injected APG is preheated to 90-

105°C, the mode of hot APG injection into the well is determined by predicting the rate of formation of organic deposits in the tubing string to reduce the well flow rate and increase the thickness of the deposits over time - the area of the intersection of the dependences of the change in the flow rate of the well and the thickness of the deposits corresponds to the optimal value of the intertreatment period of the well operation, then hot APG is continuously injected into the gas-lift

well until the planned value of the current flow rate of the well is restored, after which the constant pressure valve is closed.

EFFECT: increasing the efficiency of gas-lift wells, complicated by the intensive formation of asphalt-resin-paraffin deposits of ARPD in lift pipes during the production of highly paraffinic oil, increasing the overhaul period of the well.

1 cl, 10 dwg, 2 tbl, 4 ex

R U 2 7 5 5 7 7 8 C 1

R U 2 7 5 5 7 7 8 C 1

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

Известен способ борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтепромысловом оборудовании (патент RU № 2298642, опубл. 10.05.2007 г.) путем спуска в скважину насосно-компрессорных труб (НКТ) с предварительно нанесенным защитным покрытием. Создают защитное покрытие на выкидных линиях от скважины. Согласно изобретению, спускают двухсоставные НКТ, предварительно покрытые снаружи и по всей длине теплозащитным продуктом на основе полых микросфер. Ниже динамического уровня жидкости в скважине спускают НКТ с 5-15 просушенными или отвержденными слоями теплозащитного покрытия, а выше динамического уровня - с 2-5 слоями теплозащитного покрытия. Температуру добываемой нефти поддерживают не ниже температуры плавления парафинов, по меньшей мере до верхней зоны НКТ, доступной для тепловых методов удаления АСПО с теплосодержащим агентом, путем увеличения количества слоев и общей толщины теплозащитного покрытия. По мере накопления АСПО производят их удаление тепловым и/или химическими методами с технологической жидкостью - агентом.

Недостатками способа являются высокая сложность в изготовлении насосно-компрессорных труб 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 ликвидации и предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтегазодобывающих скважинах (патент RU № 2248442, опубл. 10.09.2003 г.), при котором с целью удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине на глубине образования отложений в скважину спускают 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 путем замыкания цепи тока, образованной металлическим проводником и питающей жилой, для этого замыкающий элемент имеет падающую зависимость сопротивления от роста температуры.

Недостатками данного способа являются то, что диаметр замыкателя, близкий по размеру к внутреннему диаметру НКТ, поэтому спущенный нагревательный элемент будет препятствовать потоку скважинной жидкости при добыче нефти.

Известен способ и устройство для очистки скважин от парафиносмолистых пробок (авторское свидетельство SU № 1810496, опубл. 23.04.1993 г.) путем нагнетания в колонну труб и затрубное пространство углеводородного газа, выдержку скважины под давлением и резкое снижение давления. Перед нагнетанием повышают температуру газа эжектированием его паром или нагретой жидкостью высокого давления. Нагнетание и снижение давления осуществляют в пульсирующем режиме с периодическими остановками. Резкое снижение в колонне подъемных труб и затрубном пространстве осуществляют поочередно, затем их сообщают с атмосферой до окончания процесса выдавливания парафиносмолистых пробок.

Недостатками данного способа является то, что при закачке углеводородного газа в скважину с целью удаления асфальтосмолопарафиновых отложений не учитывается

глубина начала образования отложений, а также температура, глубина и расход закачки газа.

Известен способ удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине (патент RU № 2001247, опубл. 15.10.1993 г.) путем закачки горячего газообразного агента в полость насосно-компрессорных труб через полые штанги. В момент выхода горячего газообразного агента в полость насосно-компрессорных труб в скважину через затрубное пространство начинают закачивать жидкий растворитель отложений. Ведут одновременную закачку горячего газообразного агента в полые штанги, а жидкого растворителя отложений в затрубное пространство.

Недостатками данного способа является то, что при закачке горячего газообразного агента в скважину с целью удаления асфальтосмолопарафиновых отложений не учитывается глубина начала образования отложений, а также температура, глубина, режим и расход закачки агента.

Известен способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в газлифтных скважинах (Нгуен В.Т., Рогачев М.К. Предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений в газлифтных скважинах // Деловой журнал Neftegaz.RU. - 2020. - № 8. - С. 22-28), принятый за прототип, включающий 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.

Недостатком данного способа является недостаточно полное удаление асфальтосмолопарафиновых отложений на всем интервале глубин парафинообразования в газлифтной скважине, поскольку рассматривается только выбор оптимального состава попутно-нефтяного газа при его закачке в скважину с целью предупреждения образования органических отложений во внутрискважинном оборудовании и учет изменения компонентного состава скважинной продукции.

Техническим результатом является повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин, осложненных интенсивным образованием АСПО в лифтовых трубах при добыче высокопарафинистой нефти, а также увеличение межремонтного периода работы скважины.

Технический результат достигается тем, осуществляют закачку горячего ПНГ в затрубное пространство скважины между колонной НКТ и технологической колонной, при этом предварительно определяют оптимальный расход горячего попутно-нефтяного газа исходя из объема закачиваемого рабочего агента и наименьшего значения глубины его закачки, интервал спуска технологической колонны с теплоизоляционным покрытием с оптимальной толщиной = 20...35 мм устанавливают ниже глубины закачки горячего ПНГ в скважину на величину не более 30 м, причем теплоизоляционное покрытие технологической колонны выполнено из полиуретана, закачиваемый ПНГ предварительно нагревают до температуры в диапазоне от 90...105°C, определяют

режим закачки горячего ПНГ в скважину путем прогнозирования скорости образования органических отложений в колонне НКТ по снижению дебита скважины и увеличению толщины отложений с течением времени - область точки пересечения зависимостей изменения дебита скважины и толщины отложений соответствует оптимальному значению межочистного периода работы скважины, далее непрерывно закачивают горячий ПНГ в газлифтную скважину до восстановления запланированного значения текущего дебита скважины, после этого клапан постоянного давления закрывают.

Способ поясняется следующими фигурами:

фиг. 1 - алгоритм предлагаемой технологии;

фиг. 2 - алгоритм для определения оптимальной глубины и расхода закачки горячего попутно-нефтяного газа при газлифтном способе добычи нефти;

фиг. 3 - схема реализации предлагаемого способа борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин;

фиг. 4 - график определения глубины образования АСПО в скважине;

фиг. 5 - график определения оптимального периода закачки горячего ПНГ;

фиг. 6 - выбор оптимальной толщины теплоизоляционного покрытия полиуретана;

фиг. 7 - распределение температуры горячего ПНГ по кольцевому пространству при его начальной температуре нагрева $T_0=105,0^{\circ}\text{C}$

фиг. 8 - распределение температуры горячего ПНГ по кольцевому пространству при его начальной температуре нагрева $T_0=100^{\circ}\text{C}$

фиг. 9 - распределение температуры горячего ПНГ по кольцевому пространству при его начальной температуре нагрева $T_0=90^{\circ}\text{C}$

фиг. 10 - распределение температуры горячего ПНГ по кольцевому пространству при его начальной температуре нагрева $T_0=85^{\circ}\text{C}$, где:

1 - расходомер;

2 - клапан постоянного давления;

3 - газлифтный клапан для закачки горячего ПНГ;

4 - пакер;

5 - рабочий газлифтный клапан;

6 - асфальтосмолопарафиновые отложения;

7 - технологическая колонна;

8 - затрубное пространство скважины;

9 - колонна насосно-компрессорных труб (НКТ);

10 - бсадная колонна;

11 - продуктивный пласт;

12 - интервал перфорации;

13 - установка для нагрева ПНГ;

14 - газораспределительная батарея;

15 - трубопровод;

16 - эксплуатационный манифольд;

17 - газонефтяной сепаратор;

18 - нефть в коллектор;

19 - газовый сепаратор;

20 - компрессорная станция;

21 - станция для очистки закачиваемого газа от CO_2 и H_2S .

Способ осуществляется в следующей последовательности (фиг. 1). Для газлифтной

скважины-кандидата, входящей в осложненный фонд по причине образования АСПО, получают оптимальный состав закачиваемого попутно-нефтяного газа (ПНГ), предварительно очищенного от сероводорода и углекислого газа, при низкой температуре насыщения нефти парафином.

5 Определение температуры насыщения нефти парафином $T_{\text{нас}}$ и глубины начала образования АСПО H_0 в лифтовых трубах с учетом изменения состава нефти при закачке ПНГ для оптимального варианта закачки (фиг. 4).

Способ закачки горячего ПНГ в газлифтной скважине, предусматривает проведение комплекса подготовительных операций по определению оптимального расхода горячего ПНГ и глубины его закачки в газлифтную скважину (фиг. 2).

Выбор оптимальной толщины теплоизоляционного покрытия полиуретана представлен на фиг. 6. В качестве теплоизоляционного материала для покрытия наружной поверхности колонны НКТ и технологической колонны, рекомендуется применение полиуретана с оптимальной толщиной

$$\delta = 20 \dots 35 \text{ мм} \left(\delta < \frac{\lambda}{\alpha}, \text{ где} \right.$$

λ - теплопроводность,

$Bml (M \times ^\circ C)$,

20 α - коэффициент теплоотдачи флюида, $Bml (M^2 \times ^\circ C)$.

Исходя из условий безопасной эксплуатации промышленного газового нагревателя и его технических характеристик, предельная температура закачиваемого попутно-нефтяного газа составляет от 90 до 105°C (фиг. 7-10).

25 Определение начального значения расхода закачки горячего ПНГ Q_0 следующим образом. Первоначально рассматриваем вариант глубины закачки горячего ПНГ: $H_{\text{закл}} = H_0 + m$, при условии, что $m \leq 150$ м. При его закачке в скважину распределение температуры горячего газа по кольцевому пространству от устья скважины до глубины закачки описывается следующим уравнением:

$$T_{zH} = -\frac{nQ_0}{m^2 A} + \left(T_0 + \frac{nQ_0}{m^2 A} + \frac{k}{m} \right) e^{\frac{mL}{v}} - \frac{n}{m} H - \frac{k}{m}$$

$$\text{где: } m = -\frac{\lambda 2\pi}{\rho_v C_p A} \left(\frac{R_1}{s_1} + \frac{R_2}{s_2} + 1 \right); n = mG \cos(\theta); k = -mT_{\text{ср}}$$

35 $T_{\text{ср}}$ - температура среды вне изоляционного слоя при $H = 0$, °C

Q_0 - расход закачиваемого горячего газа, м³/с

G - геотермический градиент, °C/м

40 θ - угол наклона трубы, град.

s - Толщина теплоизоляционного слоя, м

T_0 - Температура закачки горячего газа, °C

A - площадь поперечного сечения трубы, открытой для жидкости, м²

45 C_p - теплоемкость при постоянном давлении, Дж/(кг×°C)

R_1, R_2 - внутренние диаметры НКТ и вспомогательной трубы, м

ρ_v - Плотность закачиваемого газа, кг/м³

λ - теплопроводность теплоизоляционного слоя, $Bml (M \times ^\circ C)$.

При поступлении потока горячего ПНГ в поток скважинной продукции через газлифтный клапан, температура газожидкостной смеси по стволу скважины является функцией плотности и теплоемкости скважинной жидкости $q_{ж}$ и $c_{ж}$ соответственно; текущей глубины H , температуры потока горячего ПНГ и нефти в точке закачки $T_{zH_{зжж}}$ и $T_{жH_{зжж}}$ соответственно; объемного дебита по жидкости $q_{ж}$ и расхода закачиваемого горячего ПНГ Q_z , а также видов потока (ламинарный, турбулентный или переходный), поэтому общая зависимость распределения температуры газожидкостного потока вдоль колонны НКТ может быть охарактеризована следующим образом:

$$T_{in.H} = f(T_{zH_{зжж}}, H, c_{ж}, q_{ж}, Q_z, \rho_{ж}, T_{жH_{зжж}}, \text{виды потока})$$

Определение начального значения расхода закачки горячего ПНГ Q_0 исходя из следующего условия:

$$T_{in.H-H_0} = f(T_{zH_{зжж}}, H_0, c_{ж}, q_{ж}, Q_0, \rho_{ж}, T_{жH_{зжж}}, \text{виды потока}) \geq T_{нас}$$

где:

$T_{in.H-H_0}$ - температуры газожидкостного потока вдоль колонны НКТ на глубине H_0 , °С

$T_{нас}$ - температура насыщения нефти парафином, °С.

Далее Q_0 определяется следующим образом:

$$\begin{cases} T_{zH_{зжж}} = f(Q_0, H_0 + m) \\ T_{in.H-H_0} = f(T_{zH_{зжж}}, H_0, c_{ж}, q_{ж}, Q_0, \rho_{ж}, T_{жH_{зжж}}, \text{виды потока}) \geq T_{нас} \end{cases}$$

Далее принимаем глубину закачки горячего ПНГ в скважину $H_{зжж \text{ метод}} = H_0 + m / 2$, которая будет являться исходной точкой для сравнения с последующими вариантами. Затем изменяем значение расхода закачки горячего ПНГ в диапазоне $(Q_0 - b, Q_0 + b)$,

где параметр b зависит от условий добычи. По условию применения метода ($T_{in.H-H_0} = f(T_{zH_{зжж}}, H_0, c_{ж}, q_{ж}, Q_{z1}, \rho_{ж}, T_{жH_{зжж}}, \text{виды потока}) \geq T_{нас}$, где Q_{z1} - первый вариант расхода

закачки горячего ПНГ, м³/с) определяется $T_{zH_{зжж}}$ и далее исходя из уравнения

распределения температуры горячего газа по кольцевому пространству от устья

скважины до глубины его закачки $T_{zH_{зжж}} = f(Q_{z1}, H_{зжж})$, получим новое значение глубины

закачки горячего ПНГ $H_{зжж \text{ н.}}$. Прделав процедуру для различных значений расхода закачки горячего ПНГ, выбираем оптимальный вариант, исходя из объема закачиваемого рабочего агента и наименьшего значения глубины его закачки.

После определения оптимальной глубины закачки горячего ПНГ, определяем интервал спуска лифтовых труб и технологической колонны с теплоизоляционным покрытием (полиуретан) ниже глубины закачки ПНГ в скважину на величину не более 30 м

Следующий этап заключается в определении режима закачки горячего ПНГ в скважину путем прогнозирования скорости образования органических отложений в колонне НКТ по снижению дебита скважины и увеличению толщины отложений с течением времени (Фиг. 5). В области точки пересечения зависимостей изменения дебита скважины и толщины отложений от времени соответствует оптимальному значению

межочистного периода работы скважины. Выделяется диапазон оптимальной подачи горячего ПНГ. Одно из граничных условий заключается в минимальных затратах на нагрев газа, поскольку повышение энергоэффективности является одним из приоритетных направлений компаний нефтегазового комплекса. Второе условие

5 заключается неполным удалением органических отложений парафина со стенок НКТ при увеличении периода подачи горячего ПНГ в условиях постоянного расхода и продолжительности при закачке горячего ПНГ.

После проведения комплекса подготовительных операций, составляем технологическую схему закачки горячего ПНГ в газлифтную скважину (Фиг. 3)

10 По схеме, приведенной на чертеже (фиг. 3), предлагаемая технология борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин осуществляется следующим образом.

Скважинная продукция газлифтной скважины по трубопроводу 15 поступает в эксплуатационный манифольд 16, далее по трубопроводу 15 направляется в газонефтяной сепаратор 17, после которого нефть 18 поступает в коллектор. Газ низкого

15 давления, содержащий капельки нефти, по трубопроводу 15 поступает в газовой сепаратор 19 и проходит дополнительную обработку, далее поступает в компрессорную станцию 20. Необходимый объем попутного-нефтяного газа для закачки в газлифтную скважину по трубопроводу 15 поступает на станцию очистки ПНГ от углекислого газа

20 CO_2 и сероводорода H_2S - 21. Далее очищенный ПНГ по трубопроводу 15 поступает в газораспределительную батарею 14. Необходимый расход рабочего агента для достижения запланированного дебита по скважинной жидкости через клапан постоянного давления 2 и расходомер 1 по трубопроводу 15 закачивается в затрубное

25 пространство скважины 8 и через рабочие газлифтные клапаны 5 закачивается в колонну НКТ 9. Остальная часть ПНГ направляется в установку для нагрева ПНГ 13 с целью реализации предлагаемого способа борьбы с образованием АСПО во внутрискважинном оборудовании.

По результатам определения оптимальной глубины закачки горячего ПНГ, интервал колонны НКТ 9 и технологическая колонна 7 покрываются теплоизоляционным

30 материалом (полиуретаном) с толщиной δ до глубины установки пакера 4. В колонне НКТ 9 присутствует интервал образования асфальтосмолопарафиновых отложений 6. Необходимый расход горячего ПНГ после нагревания до температуры в диапазоне от 90 до 105°C в установке для нагрева газа 13 через клапан постоянного давления 2 и расходомер 1 по трубопроводу 15 закачивается в затрубное пространство скважины

35 между колонной НКТ 9 и технологической колонны 7. Далее через газлифтный клапан для закачки горячего газа нагретый ПНГ 3 поступает в колонну НКТ 9. При закачке горячего ПНГ происходит прогрев колонны НКТ и скважинной продукции в интервале образования АСПО. Закачка горячего ПНГ в газлифтную скважину осуществляется непрерывно до тех пор, пока текущий дебит скважины не восстановится до

40 запланированного значения. Далее клапан постоянного давления 2 закрывается. В зависимости от интенсивности образования органических отложений в скважине определяется оптимальный межочистной период работы скважины.

Способ объясняется следующими примерами.

45 Пример 1. Выбор оптимальной толщины теплоизоляционного материала (полиуретана) проводился для условий эксплуатации газлифтной скважины без установки технологической колонны и закачки горячего ПНГ в скважину (Фиг.6). Согласно полученным результатам моделирования установлено, что начальная глубина образования АСПО в колонне НКТ составляет 510 м (без применения

теплоизоляционного покрытия). С увеличением толщины покрытия от 10 до 20 мм глубина образования АСПО в колонне НКТ снижается на 30 м. Наибольшее снижение глубины образования АСПО достигается путем применения теплоизоляционного материала (полиуретана) толщиной от 20 до 35 мм, при этом глубина образования АСПО в скважине снижается на 90 м. При толщине покрытия свыше 35 мм наблюдается незначительное изменение глубины образования органических отложений в скважине. Таким образом, оптимальная толщина теплоизоляционного покрытия колонны НКТ находится в диапазоне от 20 до 35 мм.

Пример 2. Обоснование начальной температуры горячего ПНГ при его закачке в газлифтную скважину. Скважина осложнена образованием органических отложений на глубине 570 м. Температура насыщения нефти парафином равна 52,8°C. Глубина закачки горячего ПНГ составляет 600 м. Глубина спуска колонны НКТ и технологической колонны с теплоизоляционным покрытием (полиуретан) с толщиной 25 мм составляет 630 м.

Исходя из условия:

$$T_{\text{вн.Н-Н}_0} = f(T_{\text{н.Н}_0}, H_0, c_{\text{ж}}, q_{\text{ж}}, Q_0, \rho_{\text{ж}}, T_{\text{ж.Н}_0}, \text{виды потока}) \geq T_{\text{нас}} = 52,8^\circ\text{C}$$

температура горячего ПНГ на глубине его ввода в поток должна обеспечивать необходимый нагрев скважинной жидкости и составлять не ниже 70°C. Рассмотрим варианты распределения температуры горячего ПНГ по кольцевому пространству при различных значениях температуры нагрева ПНГ (Фиг. 7-10).

Распределение температуры горячего газа по кольцевому пространству от устья скважины до глубины закачки описывается следующим уравнением:

$$T_{\text{г.Н}} = -\frac{nQ_0}{m^2 A} + \left(T_0 + \frac{nQ_0}{m^2 A} + \frac{k}{m} \right) e^{\frac{m}{v} L} - \frac{n}{m} H - \frac{k}{m}$$

Результаты расчета показывают, что при начальной температуре горячего ПНГ, равной 105°C, температура газа на глубине его ввода в поток скважинной продукции в исследуемом диапазоне значений расхода закачиваемого горячего ПНГ удовлетворяет вышеприведенному условию (все кривые распределения температуры находятся выше линии, соответствующей температуре 70°C). Для случая, когда начальная температура горячего ПНГ равна 85°C, температура газа на глубине его ввода в поток скважинной продукции в исследуемом диапазоне значений расхода закачиваемого горячего ПНГ уже не удовлетворяет вышеприведенному условию (все кривые распределения температуры находятся ниже линии, соответствующей температуре 70°C). Таким образом, необходимая начальная температура горячего ПНГ при его закачке в кольцевое пространство между колоннами НКТ и технологических труб должна составлять от 90 до 105°C.

Пример 3. Для условий эксплуатации газлифтной скважины с газовым фактором - 135 м³/сут. При этом давление закачки попутно-нефтяного газа составляет 10 МПа и его расход 20000 м³/сутки обеспечивает планируемый дебит по жидкости (100 м³/сут).

Таблица 1 - Оптимальный состав рабочего агента (ПНГ)

Наименование	Оптимальный состав ПНГ
CH ₄	67,557
C ₂ H ₆	8,223

	C ₃ H ₈	5,849
	и-C ₄ H ₁₀	1,632
	н-C ₄ H ₁₀	1,959
	и-C ₅ H ₁₂	3,244
5	н-C ₅ H ₁₂	2,311
	Псевдо C ₆	2,544
	Псевдо C ₇	2,451
	Псевдо C ₈	1,934
	Псевдо C ₉	1,989
10	Псевдо C ₁₀	0,020
	Псевдо C ₁₁	0,007

Скважина осложнена образованием органических отложений на глубине 500 м. Температура насыщения нефти парафином равна 52,4°C. Оптимальная глубина закачки горячего ПНГ составляет 580 м. Глубина спуска колонны НКТ и технологической колонны с теплоизоляционным покрытием (полиуретан) с толщиной 25 мм составляет 610 м. Начальная температура закачиваемого в скважину горячего ПНГ равна 105°C. Оптимальный расход закачки горячего ПНГ равен 13000 м³/сут. Межочистной период работы скважины - 12 суток. Согласно полученным результатам моделирования восстановление дебита скважины до запланированного значения происходит за 8 часов.

Пример 4. Для условий эксплуатации газлифтной скважины с газовым фактором - 120 м³/сут. При этом давление закачки попутно-нефтяного газа составляет 10 МПа и его расход 16300 м³/сутки обеспечивает планируемый дебит по жидкости (80 м³/сут).

Таблица 2 - Оптимальный состав рабочего агента (ПНГ)

Наименование	Оптимальный состав ПНГ
CH ₄	70,210
C ₂ H ₆	7,460
C ₃ H ₈	4,283
и-C ₄ H ₁₀	1,320
н-C ₄ H ₁₀	1,870
и-C ₅ H ₁₂	3,644
н-C ₅ H ₁₂	2,323
Псевдо C ₆	2,223
Псевдо C ₇	2,361
Псевдо C ₈	1,734
Псевдо C ₉	1,989
Псевдо C ₁₀	0,180
Псевдо C ₁₁	0,052

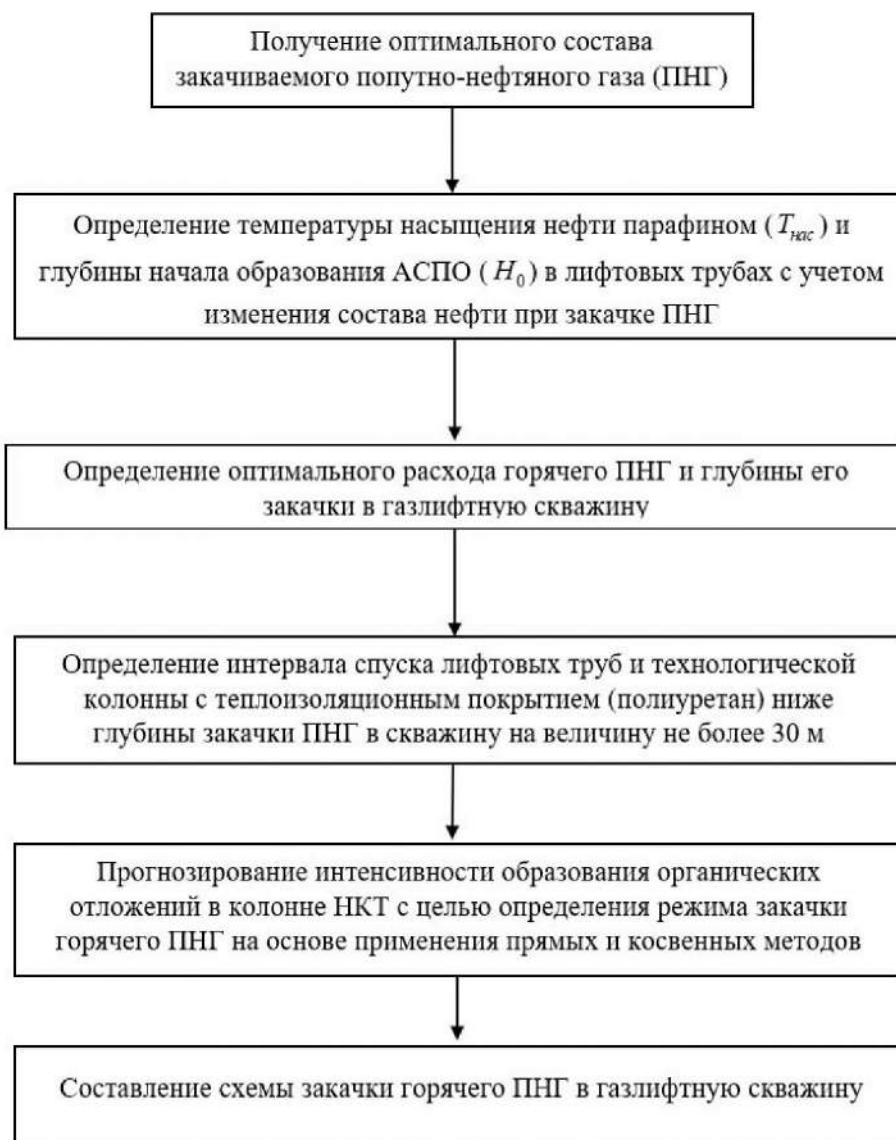
Скважина осложнена образованием органических отложений на глубине 450 м. Температура насыщения нефти парафином равна 50,4°C. Оптимальная глубина закачки горячего ПНГ составляет 530 м. Глубина спуска колонны НКТ и технологической колонны с теплоизоляционным покрытием (полиуретан) с толщиной 25 мм составляет 560 м. Начальная температура закачиваемого в скважину горячего ПНГ должна быть не более 105°C. Оптимальный расход закачки горячего ПНГ равен 12500 м³/сут. Межочистной период работы скважины - 15 суток. Согласно полученным результатам

моделирования восстановления дебита скважины до запланированного значения происходит за 5 часов.

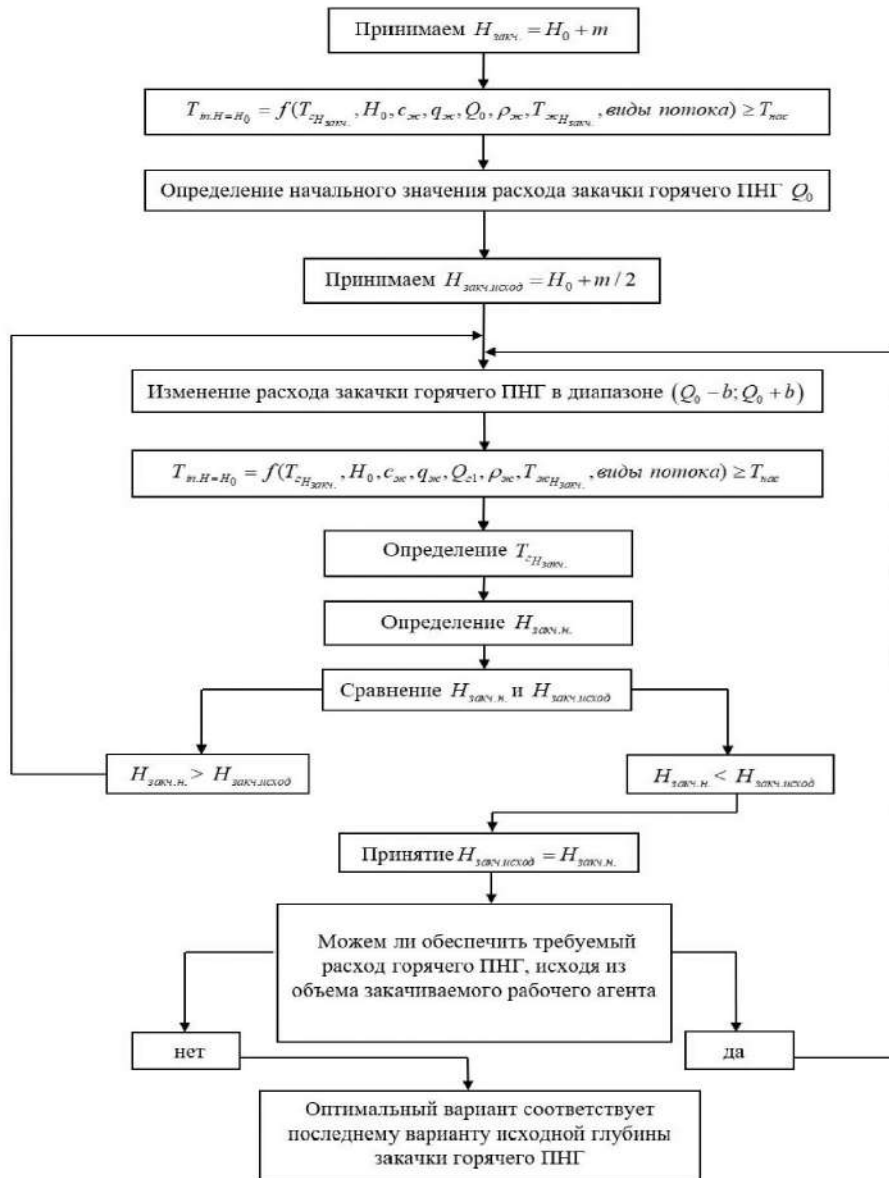
Таким образом, предлагаемый способ предотвращения образования АСПО в лифтовых трубах газлифтных скважин при добыче высокопарафинистой нефти обеспечивает повышение эффективности эксплуатации скважин путем снижения их простоя и увеличения межремонтного периода работы за счет уменьшения интенсивности образования отложений, снижения температуры и глубины образования АСПО.

(57) Формула изобретения

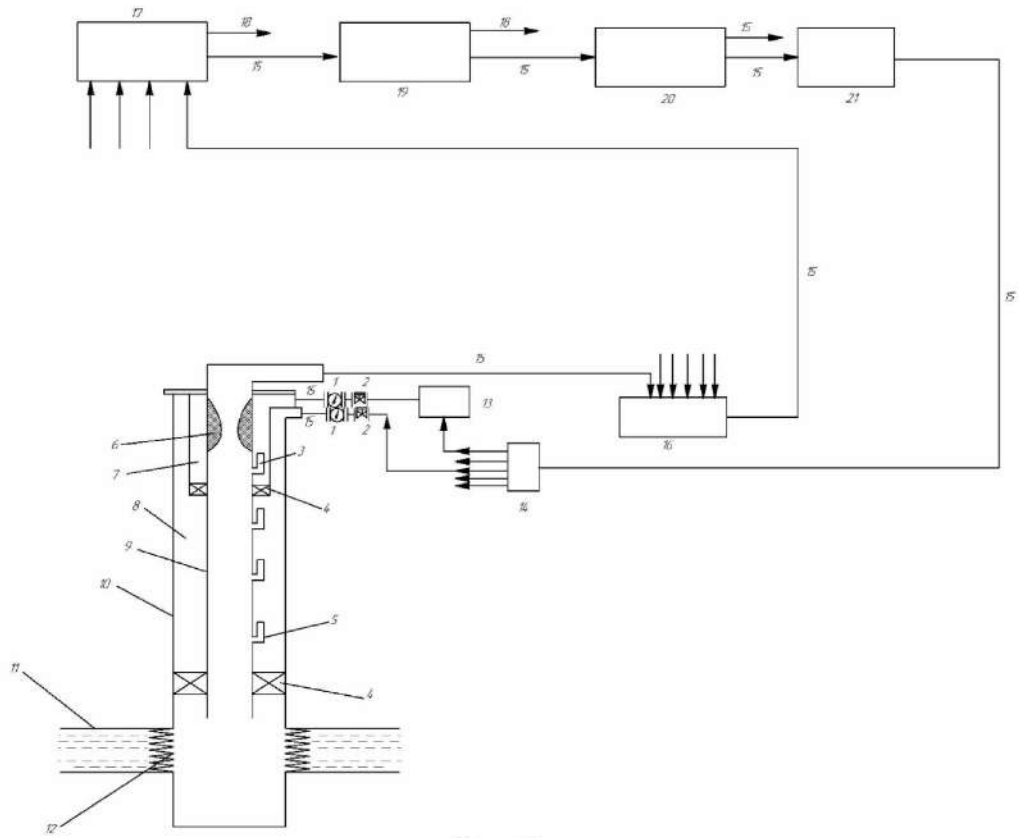
Способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений АСПО в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации нефтяных скважин, включающий закачку рабочего агента в межтрубное пространство скважины, в котором получают исходные данные по компонентным составам пластовой жидкости и попутно-нефтяного газа, который используют в качестве рабочего агента, далее проводят его очистку от сероводорода и углекислого газа, затем проводят закачку очищенного попутного нефтяного газа ПНГ 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 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, следующим шагом проверяют условие возможности обеспечения требуемого соотношения фракций исходя из компонентного состава ПНГ, если условие возможности подтверждается, то повторяют данную процедуру для другого варианта соотношений легких и тяжелых фракций, если не подтверждается, выбирают оптимальный вариант требуемого количества расхода рабочего агента при наиболее низкой температуре насыщения нефти парафином, отличающийся тем, что осуществляют закачку горячего ПНГ в затрубное пространство скважины между колонной насосно-компрессорных труб НКТ и технологической колонной, при этом предварительно определяют оптимальный расход горячего попутно-нефтяного газа исходя из объема закачиваемого рабочего агента и наименьшего значения глубины его закачки, интервал спуска технологической колонны с теплоизоляционным покрытием с оптимальной толщиной $\delta=20\dots 35$ мм устанавливают ниже глубины закачки горячего ПНГ в скважину на величину не более 30 м, причем теплоизоляционное покрытие технологической колонны выполнено из полиуретана, закачиваемый ПНГ предварительно нагревают до температуры в диапазоне от $90\dots 105^\circ\text{C}$, определяют режим закачки горячего ПНГ в скважину путем прогнозирования скорости образования органических отложений в колонне НКТ по снижению дебита скважины и увеличению толщины отложений с течением времени - область точки пересечения зависимостей изменения дебита скважины и толщины отложений соответствует оптимальному значению межочистного периода работы скважины, далее непрерывно закачивают горячий ПНГ в газлифтную скважину до восстановления запланированного значения текущего дебита скважины, после этого клапан постоянного давления закрывают.



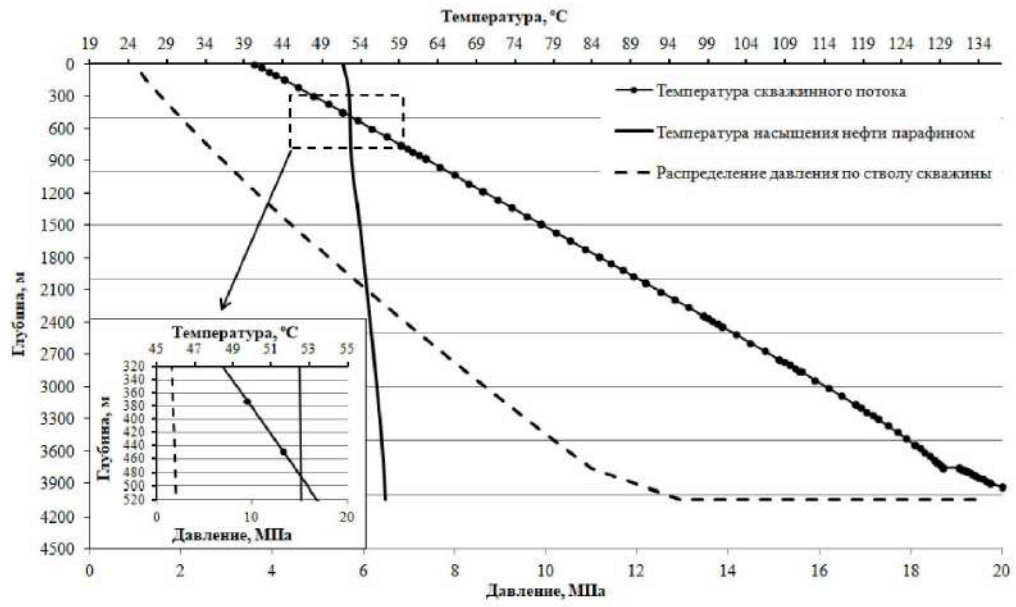
Фиг. 1



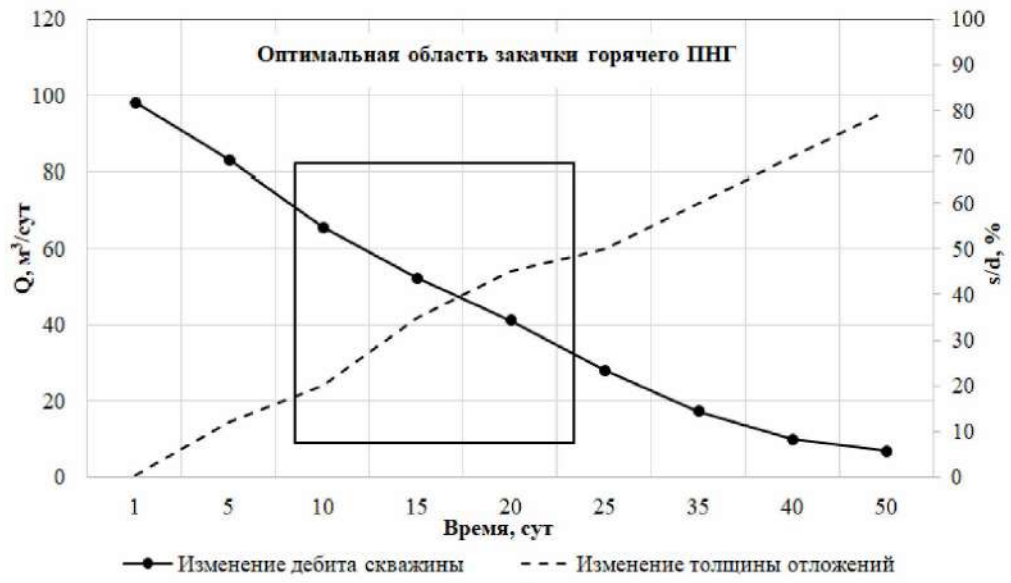
Фиг. 2



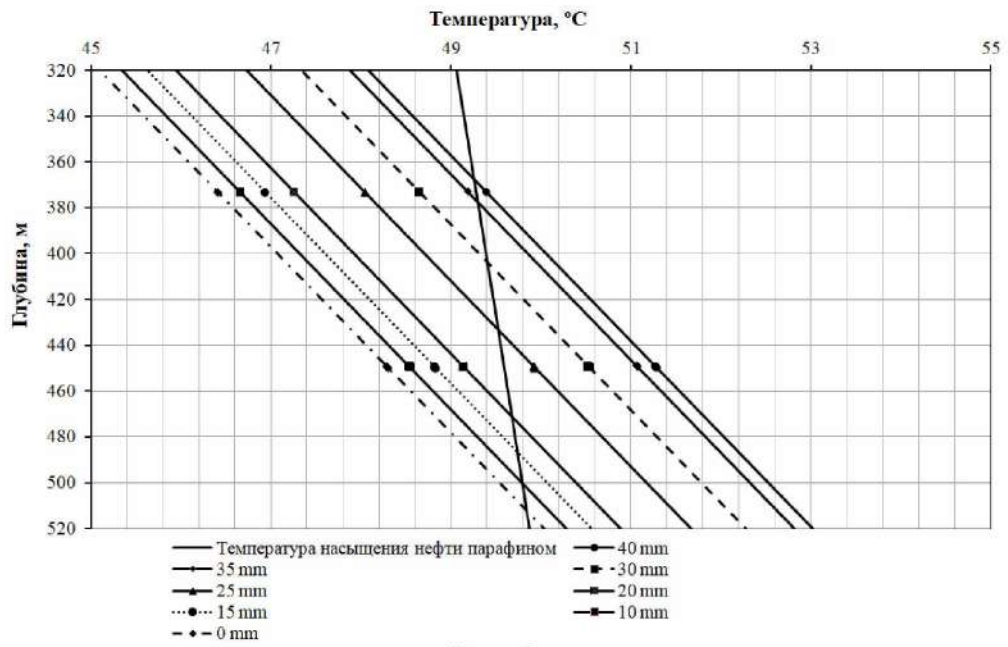
Фиг. 3



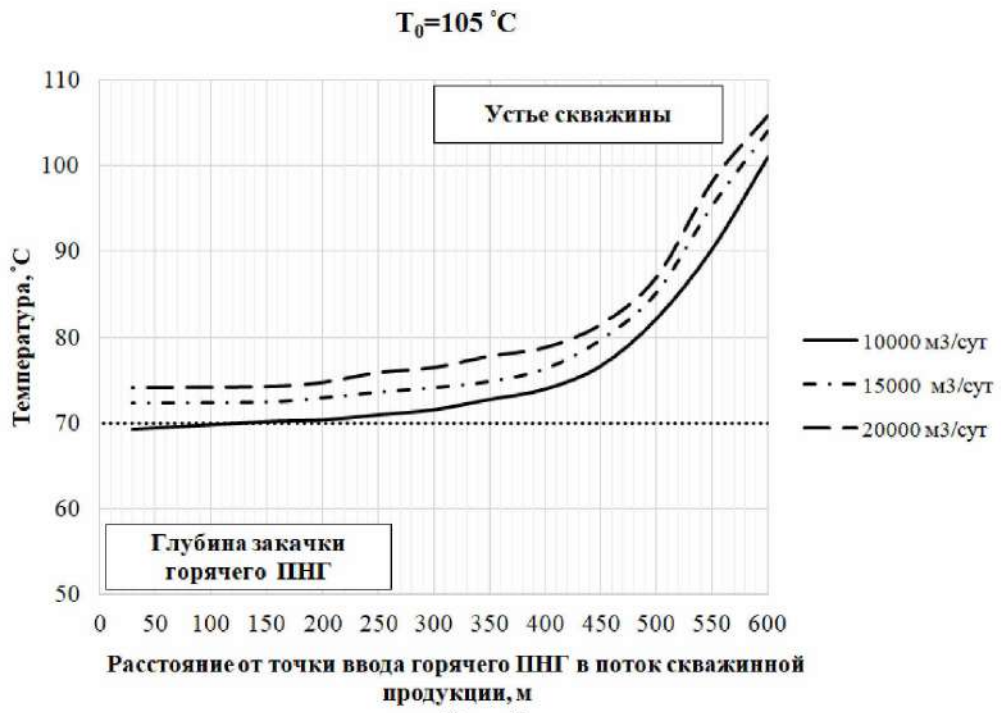
Фиг. 4



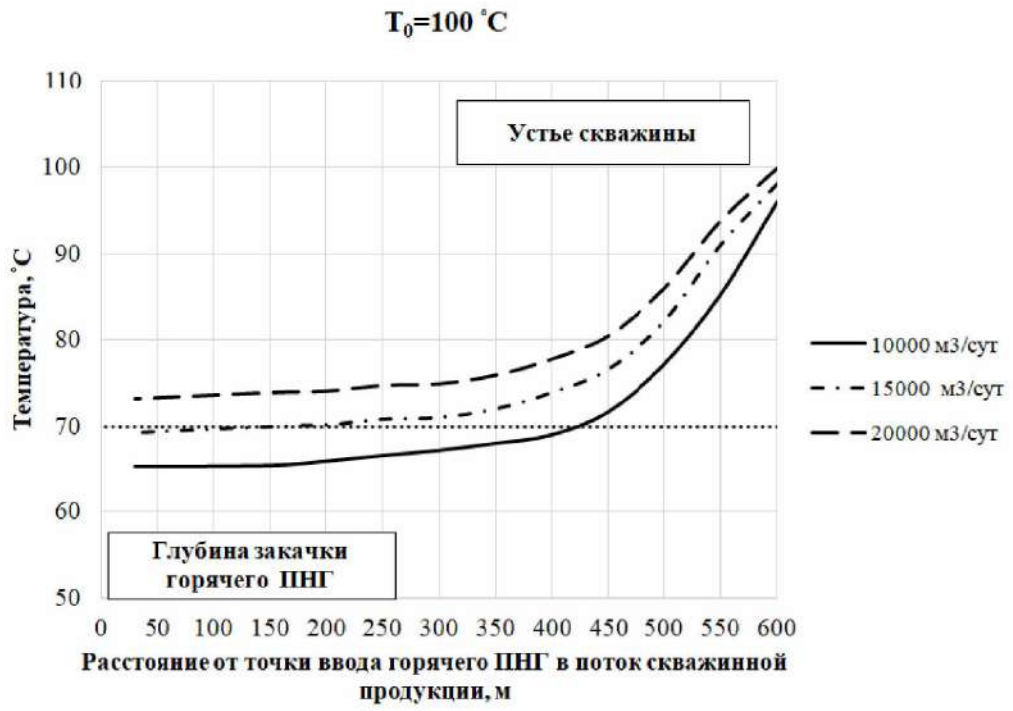
Фиг. 5



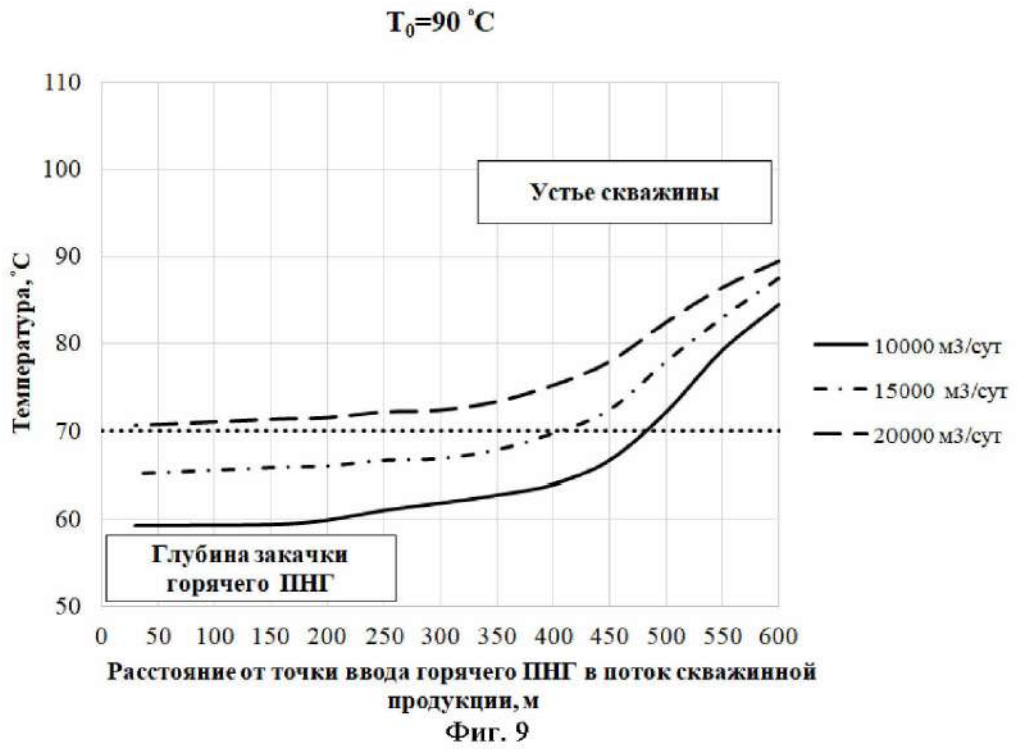
Фиг. 6

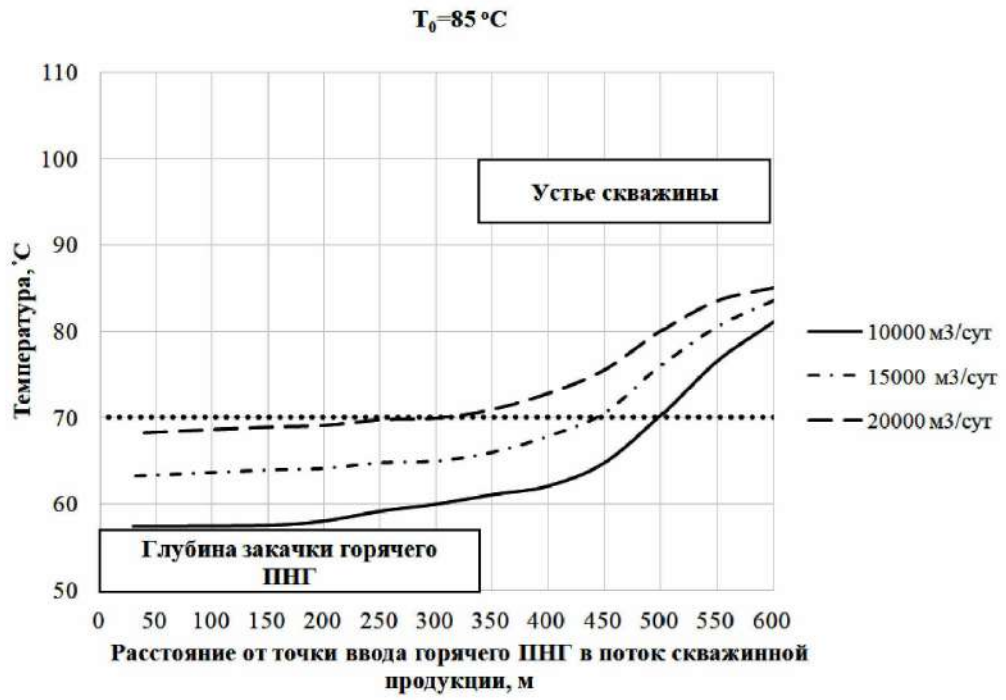


Фиг. 7



Фиг. 8





Фиг. 10