DOI:10.24411/2076-6785-2020-10092

УДК 622.276 | Научная статья

Определение технологических параметров тепловой обработки скважины через полые штанги глубинно насосного оборудования

А.В. Лекомцев[1], П.Ю. Илюшин[1], В.С. Баканеев[1], Г.Ю. Коробов[2]
[1]Пермский национальный исследовательский политехнический университет
[2]Санкт-Петербургский горный университет

Аннотация
Одним из основных осложнений, возникающих при эксплуатации добывающих скважин, является образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО). В условиях низких межочистных периодов работы скважин (менее 30 суток) и высокой прочности структурно-механических связей в АСПО, образующихся в насосно-компрессорных трубах (НКТ) выше насоса, наиболее экономически и технологически целесообразным способом борьбы с осложнениями являются промывки скважин теплоносителем. В работе рассмотрены вопросы расчета теплового состояния скважины, оборудованной штанговым глубинным насосом при проведении тепловой обработки через полые штанги с перепускной муфтой. По результатам расчетов отмечено, что температура закачиваемого агента (горячей нефти или воды) влияет на температуру внутренней стенки НКТ в меньшей степени, чем расход теплоносителя.

Ключевые слова
Осложнения при добыче нефти, полые штанги, тепловая обработка скважин, моделирование промывки скважины, борьба с АСПО

Материалы и методы
Оценка теплового состояния скважины в процессе тепловой обработки через полые штанги и определения наиболее оптимальных условий эффективного удаления АСПО.

Для цитирования:
А.В. Лекомцев, П.Ю. Илюшин, В.С. Баканеев, Г.Ю. Коробов. Определение технологических параметров тепловой обработки скважины через полые штанги глубинно насосного оборудования // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №4. С. 20-24. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10092

Поступила в редакцию: 22.06.2020

UDC 622.276 | Original Paper

Determination technological parameters of wellbore heat treatment for a deep pump with hollow rods

Aleksandr V. Lekomtsev[1], Pavel Y. Ilyushin[1], Vitalii S. Bakaneev[1], Grigorii Y. Korobov[2]
[1]Perm National Research Polytechnic University, [2]Saint Petersburg Mining University

Abstract
One of the main complications, being during the exploitation of production wells, is the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD). In conditions of low inter-cleaning periods of well work (less than 30 days) and high strength of structural-mechanical bonds in ARPD, formed in tubing above the pump, the most economically and technologically expedient way to combat complications are flushing-out of well. The calculation of the thermal state of a well equipped with a sucker rod pump during heat treatment through hollow rods with a bypass clutch are considered in the paper. Based on the results of the calculations, it was noted that the temperature of the injected agent (hot oil or water) affects the temperature of the inner wall of the tubing lower than the coolant flow rate.

Keywords
Complications at oil producing, hollow rods, flushing-out of well, modeling of well flushing, struggle with ARPD

Materials and methods
Assessment of the thermal state of the well during heat treatment through hollow rods and determination of the most optimal conditions for effective removal of asphaltenes, resins and paraffins.

For citation:
Aleksandr V. Lekomtsev, Pavel Y. Ilyushin, Vitalii S. Bakaneev, Grigorii Y. Korobov. Determination technological parameters of wellbore heat treatment for a deep pump with hollow rods // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020. issue 3, pp. 20-24. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10092

Received: 22.06.2020

Введение
На территории Пермского края основной проблемой, возникающей при эксплуатации скважин, является образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности глубинно-насосного оборудования (ГНО) [1]. При этом происходят преждевременные отказы насосного оборудования и остановки скважин, сопровождающиеся уменьшением добычи нефти. Известные методы прогнозирования парафиноотложений подразделяются на две основные группы — методы, направленные на определение глубины начала образования АСПО (начала кристаллизации парафина) и методы, определяющие интенсивность (скорость) образования АСПО [2].

Основой для определения глубины начала образования парафиновых отложений служат физико-химические свойства нефти и термодинамические условия ее добычи. На практике интенсивность выпадения твердых органических веществ оценивается с помощью величины межочистного периода работы (МОП) скважины. В условиях низкого значения МОП (менее 30 суток) и высокой прочности структурно-механических связей в АСПО [3], образующихся в насосно-компрессорных трубах (НКТ) выше насоса, наиболее экономически и технологически целесообразным способом борьбы с осложнениями являются промывки скважин теплоносителем [4, 5]. В качестве теплоносителя (агента) выступают горячая нефть и пресная вода. В практике эксплуатации штанговых глубинных насосов (ШГН) актуальным становится вопрос проведения тепловых обработок через полые штанги без остановки скважины. В настоящее время накоплен теоретический материал и промысловый опыт проведения обратных промывок скважин с подачей теплоносителя в затрубное пространство [6], однако системных представлений об эффективности промывок через полые штанги не представлено.

В данной работе рассмотрен вопрос оценки теплового состояния скважины в процессе тепловой обработки через полые штанги и определения наиболее оптимальных условий удаления АСПО.

Постановка и решение задачи
В скважину (рис. 1) на НКТ спущен ШГН. Перемещение плунжера насоса осуществляется через полые штанги. На заданной глубине установлена муфта для перепуска теплоносителя из штанговой колонны в НКТ. Во время работы скважины осуществляется подача теплоносителя в полые штанги, проходя через которые агент нагревает поток скважинной продукции, выходит через муфту, далее смешивается с основным потоком и поднимается на устье скважины. Важным преимуществом данной технологии перед промывкой скважины через затрубное пространство является снижение тепловых потерь в окружающую среду, тем самым повышается плотность теплового потока в зоне удаления АСПО. Основными задачами при этом являются определение температуры теплоносителя, при которой происходит полное расплавление парафина, и оценка влияния технологических характеристик работы скважины на эффективность промывки.

Поставленные задачи решались численно, методом конечных элементов с учетом модели турбулентного тепломассопереноса (уравнения Навье-Стокса, осреднённые по Рейнольдсу). Взаимодействие продукции скважины и теплоносителя описывалось уравнением конвекции-диффузии. В работе учитывалась естественная конвекция. Задачи решались стационарные, теплофизические свойства твёрдых материалов не зависели от температуры, бесконечный массив земли заменен ограниченной областью, нефтяная жидкость рассматривалась как однофазная среда. Инженерные расчеты выполнены в программном продукте ANSYS Fluent.

При проведении численного эксперимента в качестве исходных данных приняты следующие характеристики глубинно-насосного оборудования: диаметр и толщина стенки обсадной колонны — 146 и 8 мм; диаметр и толщина стенки НКТ — 73 и 5,5 мм; длина, диаметр и толщина стенки 1-ой ступени штанговой колонны — 500 м, 37 и 4 мм; длина, диаметр и толщина стенки 2-ой ступени штанговой колонны — 300 м, 34 и 3,5 мм; глубина установки перепускной муфты ($H_{муф}$) — 800 м; температура скважинной продукции на глубине установки муфты — 15 °С; геотермический градиент — 0,02 град/м; температура плавления парафина — 52 °С (на устье скважины), 60 °С (на уровне муфты) [7]; дебит скважины по нефти — 20 м³/сут. Теплофизические характеристики материалов и сред приведены в таблице 1.

Для оценки возможности удаления (расплавления) АСПО в НКТ в процессе тепловой обработки через полые штанги построено распределение температуры (на внутренней стенке НКТ (добываемой продукции в стволе скважины) в зависимости от расхода и температуры теплоносителя — 120, 200, 300 °С. Температуры 200 и 300 °С приняты для теоретических расчетов и оценке возможнºСтей тепловой обработки.

Проведенные расчеты проводились с учетом объема одной промывки, принятого из опыта эксплуатации и равного 30 м³. При этом, операция продолжается в течение 2–3 часов. Указанного времени достаточно для

Таб. 1 — Свойства материалов и сред
Tab. 1 — Properties of materials and media

Материал	Плотность ρ, кг/м³	Теплоемкость С, Дж/(кг·К)	Тепло-проводность λ, Вт/(м·К)	Вязкость μ, мПа·с
Грунт	1900	1680	1,82	-
Сталь	7850	502	16,27	-
Вода	998,2	4200	0,6	1
Нефть	761,5	2000	0,15	10
Попутный нефтяной газ	1,225	1006	0,0242	0,0018

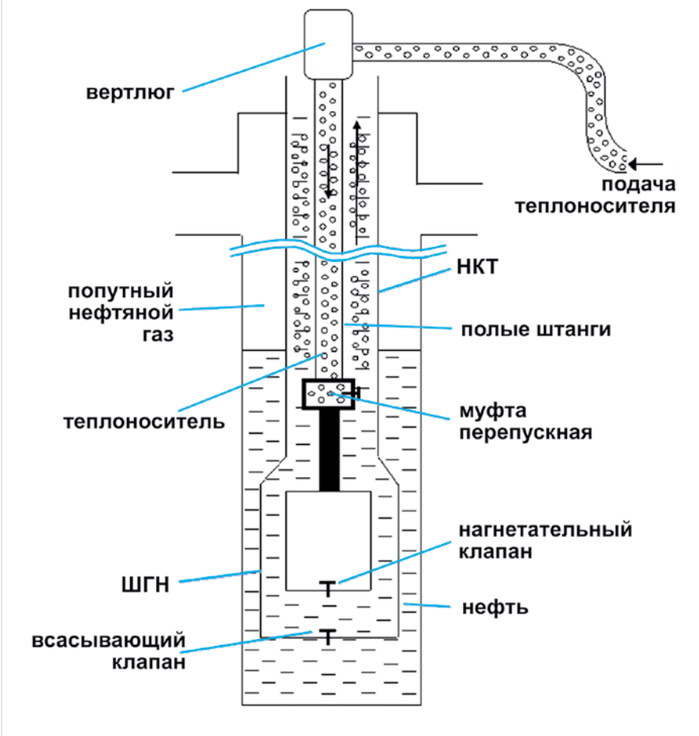

Рис. 1 — Геометрическая модель скважины, оборудованной ШГН с полыми штангами
Fig. 1 — Geometric model of a well equipped with a shgn with hollow rods

Таб. 2 — Результаты расчета гидравлических потерь давления при промывке горячей водой
Tab. 2 — Results of calculation of hydraulic pressure losses during hot water flushing

№ п/п	Характеристика	Движение горячей воды по штангам	
1	Длина штанги, м	500	300
2	Внутренний диаметр штанги, мм	29	27
3	Расход, м³/сут	300	300
4	Кинематическая вязкость, мм²/с	0,326	0,326
	Результаты расчетов		
1	Скорость течения, м/с	6,1	5,3
2	Число Рейнольдса, д.ед.	502524	467867
3	Коэффициент гидравлических сопротивлений, д.ед.	0,0295	0,0290
4	Потери напора на трение, м	604	692
5	Потери давления на трение, МПа	6,0	6,9
6	Общие потери давления, МПа	12,9	

Таб. 3 — Результаты расчета гидравлических потерь давления при промывке горячей нефтью
Tab. 3 — Results of calculation of hydraulic pressure losses during hot oil flushing

№ п/п	Характеристика	Движение горячей нефти по штангам	
1	Длина штанги, м	500	300
2	Внутренний диаметр штанги, мм	29	27
3	Расход, м³/сут	300	300
4	Кинематическая вязкость, мм²/с	1,71	1,71
	Результаты расчетов		
1	Скорость течения, м/с	6,1	5,3
2	Число Рейнольдса, д.ед.	95803	89196
3	Коэффициент гидравлических сопротивлений, д.ед.	0,0303	0,0299
4	Потери напора на трение, м	620	714
5	Потери давления на трение, МПа	6,2	7,1
6	Общие потери давления, МПа	13,3	

полной промывки и удаления отложений с поверхности глубинно-насосного оборудования (в частности — штанг и труб). Результаты проведения подобных операций на скважинах Урало-Поволжья свидетельствуют о практической применимости и высокой успешности операции с расходом 12–16 м³/ч (288–384 м³/сут) с использованием агрегата депарафинизации скважин (типа АДП, АДПМ) без дополнительной насосной техники [8].

Кроме того, при закачке теплоносителя в скважину по полым штангам неизбежны потери напора на преодоление гидродинамических сопротивлений. Оценка потери давления на сопротивления при движении теплоносителя проводилась согласно уравнению Дарси-Вейсбаха:

$$P_{тр} = \lambda_{тр} \frac{L}{d} \frac{V^2}{2} \rho \qquad (10)$$

где $\lambda_{тр}$ — коэффициент гидравлических сопротивлений, который определяется с учетом режима течения потока (турбулентный и ламинарный) и значения числа Рейнольдса для данного скоростного режима течения, $Re=f(V, d, \nu)$; L — характерная длина; d — характерный диаметр проходного сечения; V — линейная скорость потока; ρ, ν — плотность и кинематическая вязкость теплоносителя.

Ниже приведены результаты расчетов для промывки нефтью и водой для расхода 300 м³/сут и условий задачи (таблица 2, 3).

При использовании значения эквивалентной шероховатости в пределах 0,15-0,3 мм, что соответствует поверхности труб после нескольких лет эксплуатации, общие потери давления согласно формуле Альтшуля $\lambda=0,11(\Delta_э/d)^{0,25}$ составляют 13,2–15,7 МПа, где $\Delta_э$ — эквивалентная абсолютная шероховатость.

Оценочные расчеты по определению гидравлических сопротивлений, связанных с потерей напора на преодоление сил трения по длине штанговой колонны, также подтверждают применимость в заданных условиях, лишь в диапазоне расходов до 300 м³/сут с привлечением АДП без дополнительной техники. Потери давления при доставке агента на прием муфты на глубину 800 м в указанном диапазоне расходов не превышают 16 МПа.

Из рисунка 2 видно, что даже при температуре закачиваемой горячей нефти, равной 300 °С (кривая 1), температура на уровне муфты опускается ниже значения плавления парафина и составляет 47 °С, в то время как при температуре теплоносителя равной 120 °С, на приеме муфты она равна 36 °С (кривая 3). По результатам расчета можно отметить, что температура теплоносителя слабо влияет на температуру внутренней стенки НКТ на глубине 800 метров. Изменяя данный параметр в пределах технических возможностей нефтепромыслового оборудования (не более 150 °С), эффективного прогрева скважины добиться не представляется возможным. Как было указано выше, перепускная муфта полых штанг находится на глубине 800 м. от

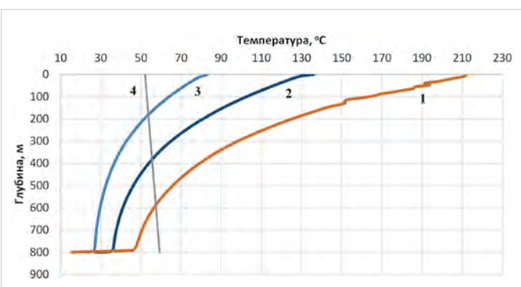

Рис. 2 — Распределение температуры на внутренней стенке НКТ от глубины при различной температуре теплоносителя. Динамический уровень — 0 м. Теплоноситель - нефть, подаваемая с расходом 150 м³/сут и температурой: 1 — 300 °С; 2 — 200 °С; 3 — 120 °С; 4 — температура плавления парафина
Fig. 2 — Temperature distribution on the inner wall of the tubing from the depth at different temperatures of the coolant. The dynamic level is 0 m. Heat carrier-oil supplied with a flow rate of 150 m3/day and a temperature: 1 — 300 °C; 2 — 200 °C; 3 — 120 °C; 4 — the melting point of paraffin

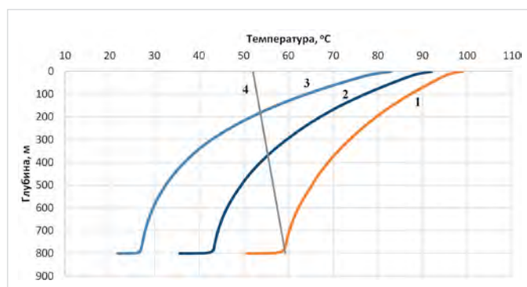

Рис. 3 — Распределение температуры на внутренней стенке НКТ от глубины при различном расходе теплоносителя. Динамический уровень — 0 м. Теплоноситель нефть, нагретая до 120 °С при закачки: 1 — 300 м³/сут; 2 — 250 м³/сут; 3 — 150 м³/сут; 4 — температура плавления парафина
Fig. 3 — Temperature distribution on the inner wall of the tubing from the depth at different flow rates of the coolant. The dynamic level is 0 m. Coolant oil heated to 120 °C during injection: 1 — 300 m3/day; 2 — 250 m3/day; 3 — 150 m3/day; 4 — melting point of paraffin

устья, поэтому на данной глубине происходит резкое падение температуры.

Тепловая мощность закачиваемого агента для прогрева скважины определяется не только его температурой и теплофизическими свойствами, но и расходом. Поэтому для оценки влияния указанного параметра решены задачи для условий закачки теплоносителя 150, 250 и 300 м³/сут соответственно. Результаты представлены на рисунке 3.

С увеличением расхода теплоносителя температура внутренней стенки НКТ на уровне муфты увеличивается более значительно, чем при увеличении температуры теплоносителя (рис. 3). Для случая, когда нефть, нагретая до 120о С, закачивается с расходом 300 м³/сут, температура на уровне муфты равна 59-60 °С, что соответствует плавлению парафина (рис. 3). Следовательно, на всем рассматриваемом участке парафин будет плавиться. При тех же расходах, когда в роли теплоносителя выступает вода, нагретая до 90 °С, на уровне муфты плавления парафина не происходит (рис. 4).

При данных технологических параметрах добычи, изменяя температуру теплоносителя, не удается добиться условия, соответствующего плавлению парафина. Технологически более эффективно изменять расход теплоносителя. Так, при температуре нефти равной 120 °С и расходе 300 м³/сут наблюдается процесс плавления парафина.

Степень прогрева скважинной продукции при тепловой промывке через полые штанги зависит от технологического режима работы скважины. Существенное влияние оказывает при этом величина динамического уровня жидкости в затрубном пространстве (Ндин). При увеличении Ндин возрастает высота столба попутного нефтяного газа, который по сравнению со столбом жидкости менее интенсивно отводит тепло в окружающие горные породы. Для условий эксплуатации скважин на территории Пермского края, динамический уровень поддерживается на 150-300 м выше глубины спуска штангового насоса, которая составляет, в среднем, 900-1200 м [9].

Кроме того, модель скважины можно разделить на зоны, отражающие этапы процесса депарафинизации, осуществляемого путем закачки теплоносителя в объеме 150 м³/сут в полые штанги, находящиеся в НКТ [9]:

зона I — температура на стенке НКТ не опускается ниже 52 °С, следовательно, можно утверждать, что на данном участке происходит полное расплавление парафина.

зона II — наиболее вероятно отслаивание парафиновых отложений. Нижнюю границу этой зоны определяет температура, при которой наблюдается сдвиг парафиновой массы — 30...32 °С [8].

зона III — зона ослабленного сцепления парафина с поверхностью трубы, является очень небольшой и принята равной 50 м.

зона IV — практически недосягаема для метода тепловой депарафинизации скважин.

На рисунке 5, показан пример по результатам расчетов зон вероятного (I–III) удаления АСПО с внутренней поверхности глубинно-насосного оборудования.

Для условий промывки горячей водой и нефтью при различных динамических уровнях жидкости в затрубном пространстве произведены расчеты вероятной глубины отмыва АСПО. Результаты приведены в таблице 4.

Итоги

Выполнение инженерных расчетов в программном продукте ANSYS Fluent.

Выводы

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что в качестве теплоносителя для промывки скважин наиболее целесообразно использовать нефть, нагретую до 120 °С, чем воду с температурой 90 °С. Наилучшие показатели эффективности промывки скважины теплоносителем наблюдаются при условии Ндин>Нмуф, причем с увеличением динамического уровня в скважине эффективность тепловой промывки через полые штанги увеличивается.

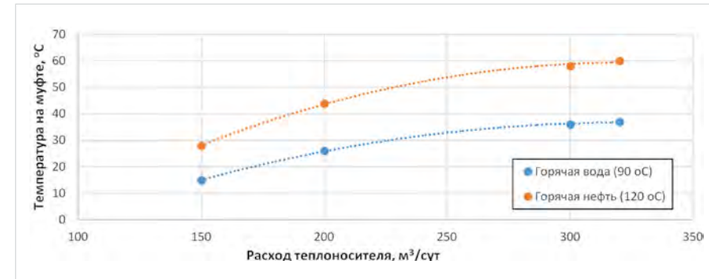

Рис. 4 — Зависимость температуры скважинной продукции на уровне муфты от расхода и вида теплоносителя
Fig. 4 — Dependence of the well product temperature at the coupling level on the flow rate and type of coolant

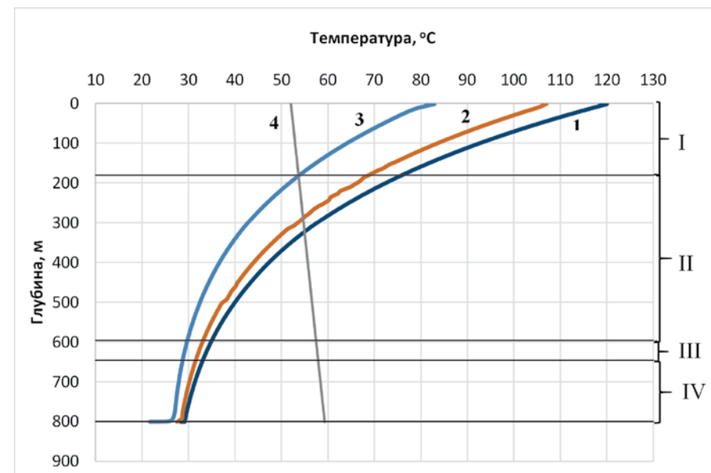

Рис. 5 — Распределение температуры в скважине по глубине. Теплоноситель — нефть с расходом 150 м³/сут; в затрубном пространстве — нефть, Ндин= 0: 1 — температура потока нефти в полой штанге; 2 — температура стенки полой штанги; 3 — температура стенки НКТ; 4 — температура плавления парафина
Fig. 5 — temperature Distribution in the well by depth. Heat carrier-oil with a flow rate of 150 m3 /day; in the annular space-oil, Ndin = 0: 1 — temperature of the oil flow in the hollow rod; 2 — temperature of the wall of the hollow rod; 3 — temperature of the tubing wall; 4 — melting point of paraffin

Таб. 4 — Вероятная глубина отмыва АСПО при различном Ндин и виде теплоносителя
Tab. 4 — Probable depth of washing of ARPD at different dynamic level and type of coolant

Динамический уровень, м	Горячая нефть (120° С)	Горячая вода (90°С)
0	645	360
300	698	427
500	более 800	500
800	более 800	596

Примечание: Технологическая эффективность и вероятная глубина отмыва обеспечиваются при производительности агрегата (типа АДП, АДПМ), работающего не ниже второй скорости.

Установлено, что при заданных технологических параметрах добычи и увеличении температуры теплоносителя не удается достичь условия плавления парафина на уровне установки муфты. Более интенсивно на этот параметр влияет расход теплоносителя. Так, например, при нагреве нефти до 120 °С и расходе 300 м³/сут температура на приеме муфты будет равна температуре плавления парафина. Повышение технологической эффективности промывки скважин через полые штанги может быть найдено в совершенствовании конструкции штанговой колонны и покрытия ее теплоизолирующими материалами.

Литература

1. Хижняк Г.П., Усенков А.В., Устькачкинцев Е.Н. осложняющие факторы при разработке Ножовской группы месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. №13. С. 59–68.
2. Турбаков М.С., Ерофеев А.А., Лекомцев А.В. К определению глубины начала образования асфальтеносмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтедобывающих скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 10. С. 62–65.
3. Злобин А.А. Экспериментальные исследования процессов агрегации и самосборки наночастиц в нефтяных дисперсных системах // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т.14. №15. С. 57–72.
4. Мордвинов В.А., Турбаков М.С, Лекомцев А.В., Сергеева Л.В. Эффективность мероприятий по предупреждению образования и удалению асфальтеносмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтедобывающих скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. №8. С. 78–79.
5. Устькачкинцев Е.Н., Мелехин С.В. Определение эффективности методов предупреждения асфальтеносмолопарафиновых отложении // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т.15. №18. С. 61–70
6. Лекомцев А.В., Турбаков М.С. Оценка результатов промывок нефтедобывающих скважин теплоносителем и углеводородным растворителем на месторождениях Ножовской группы // Научные исследования и инновации. 2010. Т.4. №2. С. 31–32.
7. Турбаков М.С., Лекомцев А.В., Ерофеев А.А. Определение температуры насыщения нефти парафином для месторождений Верхнего Прикамья // Нефтяное хозяйство. 2011. №8. С. 123–125.
8. Лекомцев А.В. Оценка глубины подвески штанговых глубинных насосов в скважинах Уньвинского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2011. Т.10. №1. С. 85–93.
9. Каменщиков Ф. А. Тепловая депарафинизация скважин. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. 253 с.

ENGLISH

Results

Performing engineering calculations in the ANSYS Fluent software product.

Conclusions

Based on the results obtained, it can be concluded that it is more appropriate to use oil heated to 120 °C as a coolant for flushing wells than water with a temperature of 90 °C. The best indicators of the efficiency of well flushing with a heat carrier are observed under the condition of Nd›Nm, and with an increase in the dynamic level in the well, the efficiency of thermal flushing through hollow rods increases.

References

1. Hizhnjak G.P., Usenkov A.V., Ust'kachkincev E.N. Complicating factors in the development of the Nozhov group of fields of «LUKOIL-PERM LLC». Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo, 2014, issue 13, pp. 59–68.
2. Turbakov M.S., Erofeev A.A., Lekomcev A.V. To determine the depth of the beginning of formation of asphaltene-tar-paraffin deposits during the operation of oil-producing wells. Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij, 2009, issue 10, pp. 62–65.
3. Zlobin A.A. Experimental studies of nanoparticle aggregation and self-Assembly processes in oil dispersed systems. Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo, 2015, issue 15, pp. 57–72.
4. Mordvinov V.A., Turbakov M.S, Lekomcev A.V., Sergeeva L.V. Effectiveness of measures to prevent the formation and removal of asphaltene-tar-paraffin deposits during the operation of oil wells in «LUKOIL-PERM LLC». Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij, 2008, issue 8, pp. 78–79.
5. Ust'kachkincev E.N., Melehin S.V. O*predelenie jeffektivnosti metodov preduprezhdenija asfal'tenosmoloparafinovyh otlozhenii* [Determining the effectiveness of methods for preventing asphaltene-tar-paraffin deposits]. Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo, 2016, issue 18, pp. 61–70
6. Lekomcev A.V., Turbakov M.S. ºCenka rezul'tatov promyvok neftedobyvajushhih skvazhin teplonositelem i uglevodorodnym rastvoritelem na mestorozhdenijah Nozhovskoj gruppy [Evaluation of the results of flushing of oil producing wells with a heat carrier and a hydrºCarbon solvent at the Nozhovskaya group fields]. Nauchnye issledovanija i innovacii, 2010, issue 2, pp. 31–32.
7. Turbakov M.S., Lekomcev A.V., Erofeev A.A. O*predelenie temperatury nasyshhenija nefti parafinom dlja mestorozhdenij Verhnego Prikam'ja* [Determining the saturation temperature of paraffin oil for the fields of the Upper Kama region]. Neftjanoe hozjajstvo, 2011, issue 8, pp. 123–125.
8. Lekomcev A.V. ºCenka glubiny podveski shtangovyh glubinnyh nasosov v skvazhinah Un'vinskogo mestorozhdenija [Evaluation of the depth of suspension sucker rod pumps in wells Unvinskoye field]. Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo, 2011, issue 1, pp. 85–93.
9. Kamenshhikov F. A. *Teplovaja deparafinizacija skvazhin* [Thermal dewaxing of wells]. M. Izhevsk: NIC «Reguljarnaja i haoticheskaja dinamika», 2005, 253 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лекомцев Александр Викторович, к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовые технологии» ПНИПУ, Россия, Пермь
alex.lekomtsev@mail.ru

Илюшин Павел Юрьевич, к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовые технологии» ПНИПУ, Россия, Пермь

Баканеев Виталий Сергеевич, аспирант ПНИПУ, Россия, Пермь

Коробов Григорий Юрьевич, к.т.н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского Горного университета, Россия, Санкт-Петербург

Lekomtsev A.V., Ph. D., associate Professor of the Department of "Oil and Gas technologies" PNRPU, Perm, Russia
alex.lekomtsev@mail.ru

Ilyushin P.Y., Ph. D., associate Professor of the Department of "oil and Gas technologies" PNRPU, Perm, Russia

Bakaneev V.S. , postgraduate student of PNRPU, Perm, Russia

Korobov G.Y., Ph. D., associate Professor of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of the Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia