

УДК 622.276.72+665.7.038

А.Ш. Насыбуллина¹, e-mail: nasybullina.a.sh@neftpx.ru; Г.М. Рахматуллина¹, e-mail: rahmatullina.g.m@neftpx.ru;
Е.В. Пивсева¹, e-mail: pivsaeva.e.v@neftpx.ru; Р.Р. Шарафутдинова¹, e-mail: sharafutdinova.r.r@neftpx.ru;
Д.В. Дмитриев², e-mail: dmitriev@vankoroil.ru, d.dmitriev@tyngd.ru

¹АО «Научно-исследовательский институт по нефтепромысловой химии» («НИИнефтепромхим») (Казань, Республика Татарстан, Россия).
²ЗАО «Ванкорнефть» (Красноярск, Россия).

Опыт применения удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А и ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 на добывающих скважинах Ванкорского месторождения

Проблема отложений парафинов и асфальтосмолистых веществ при добыче и транспортировке нефти является актуальной на протяжении многих десятилетий. Наиболее распространенными способами борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) являются химические методы: применение ингибиторов и удалителей парафиноотложений.

В статье представлены результаты опытно-промышленных испытаний (ОПИ) удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А и ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 на Ванкорском месторождении. Приведены результаты анализа группового состава нефти Ванкорского месторождения и молекулярно-массового распределения выделенных из нее парафинов.

В 2012 г. на добывающих скважинах Ванкорского месторождения были проведены ОПИ удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А, показавшего эффективность при таких способах применения, как прямая закачка в трубное пространство скважин (насосно-компрессорные трубы – НКТ) с остановкой на реагирование; закачка через затрубное пространство с последующей продавкой реагента через прием электроцентробежного насоса (ЭЦН) до интервала отложений и остановкой скважины на реагирование; закачка через затрубное пространство с последующей продавкой через прием ЭЦН без остановки скважины на реагирование.

В 2013 г. на Ванкорском месторождении были проведены опытно-промышленные испытания ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821. Испытания реагента осуществлялись путем постоянного дозирования в затрубное пространство скважин либо путем постоянного дозирования в интервал начала парафинообразования через импульсную трубку и вводную муфту в НКТ. Достигнуто увеличение межчистотного периода работы скважин Ванкорского месторождения в 2–4 раза. Рекомендуемая дозировка ингибитора СНПХ-7821 составила 150–250 г/т нефти.

Ключевые слова: удалитель парафиноотложений, ингибитор парафиноотложений, АСПО, скважина, парафин, асфальтосмолистый цирконий.

A.Sh. Nasybullina¹, e-mail: nasybullina.a.sh@neftpx.ru; G.M. Rakhmatullina¹, e-mail: rahmatullina.g.m@neftpx.ru;
E.V. Pivsaeva¹, e-mail: pivsaeva.e.v@neftpx.ru; R.R. Sharafutdinova¹, e-mail: sharafutdinova.r.r@neftpx.ru;
D.V. Dmitriev², e-mail: dmitriev@vankoroil.ru, d.dmitriev@tyngd.ru

¹Scientific-research Institute of oil-field chemistry (NIIneftepromhim) SC (Kazan, Republic of Tatarstan, Russia).

²Vankorneft CJSC (Krasnayaarsk, Russia).

Experience Of The Application Of The Paraffin Deposits Remover СНПХ-7р-14А And The Paraffin Deposits Inhibitor СНПХ-7821 In Production Wells In The Area Of The Vankor Deposit

The problem of paraffin and asphaltene deposits in oil production and transportation is of current concern for many decades. The most common means to control paraffin and asphaltene deposition include chemical methods, namely, the use of paraffin inhibitors and removers.

1
1
Сс
Нн
Сн
Нн
Сн
Нн
Сн
Тер

The article deals with the results of pilot tests of Paraffin remover SNPCh-7p-14A and paraffin inhibitor SNPCh-7821 in the Vankor oil field. The results of hydrocarbon group analysis of Vankor oil and the molecular weight distribution of paraffins separated from the oil are reported.

In 2012, the paraffin remover SNPCh-7p-14A was pilot-tested in the production wells of the Vankor field and showed to be efficient in various applications: direct injection into the tubing with shutdown to respond; pumping through the annulus with subsequent reagent displacement through the ESP suction to deposition interval and well shutdown to respond; pumping through the annulus with subsequent reagent displacement through the ESP suction without well shutdown to respond.

In 2013, the paraffin inhibitor SNPCh-7821 was pilot-tested in the production wells of the Vankor field. The reagent was tested by continuous batching into the annular space of the wells or by continuous batching into the paraffin deposition interval through the control line and the inlet sleeve to the tubing. The period between well cleanup operations increased 2-4 times. The recommended dosage of the inhibitor SNPCh-7821 was 150-250 g/t of oil.

Ключевые слова: парафин, парафинотложение, парафиновый, парафин油, парафин oil, interval пропуск, вакуум.

Процессы добычи, сбора и подготовки нефти сопровождаются комплексом проблем, связанных с образованием АСПО. Высокая скорость их накопления влечет повышение затрат на эксплуатацию, ремонт скважин и нефтепроводов и одновременно снижает их производительность.

Многолетняя практика добычи парафинистой нефти показала, что без проведения работ по предотвращению и удалению АСПО в нефтепромысловом оборудовании, подъемных трубах и выкидных линиях нельзя эффективно решить вопросы оптимизации промысла.

ОСНОВНЫМИ ПРИЧИНАМИ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО ЯВЛЯЮТСЯ [1, 2]:

1) понижение температуры нефтяного потока при подъеме по стволу скважины или при транспортировке ее по трубопроводу;

2) снижение давления в области забоя и, как следствие, нарушение гидродинамического равновесия системы «жидкость – газ»;

3) разгазирование добываемой жидкости;

4) изменение скорости потока, которая может обеспечить осаждение кристаллов на поверхности твердых тел или, наоборот, отрыв их от поверхности;

5) изменение режима течения (от ламинарного к турбулентному и наоборот);

6) состав газожидкостной смеси.

В настоящее время не существует универсальных методов удаления и предотвращения образования АСПО. Наиболее распространенными остаются технологии с использованием химических реагентов – удалителей и ингибиторов парафинотложений [3].

АО «НИИнефтепромхим» на протяжении многих лет занимается разработкой химических реагентов для борьбы с АСПО

и технологий их эффективного применения. В 2012–2013 гг. на Ванкорском месторождении ЗАО «Ванкорнефть» были проведены опытно-промышленные испытания удалителя парафинотложений СНПХ-7p-14A и ингибитора парафинотложений СНПХ-7821. Реагенты были рекомендованы по результатам лабораторных исследований, проведенных специалистами АО «НИИнефтепромхим».

Добыча нефти на Ванкорском месторождении ведется с яковлевского и нижнекетского пластов. Наиболее интенсивное парафинобразование происходит при добыче с нижнекетского пласта НХ₁, поскольку нефти этого пласта содержат большое количество парафинов и отличаются высокой температурой застывания (табл. 1). Анализ проводили методом адсорбционного разделения на хроматографической колонке.

Таблица 1. Групповой состав нефти скважины 833 (пласт НХ₁)
Table 1. Group oil composition of the well № 833 (Layer HX₁)

Наименование нефти The name of the oil	Содержание компонентов, % The content of components, %			Температура плавления парафинов, °C The temperature of the paraffin melting point, °C	Температура застывания нефти, °C The temperature of the oil pour point, °C
	Парафины Paraffins	Смолы Resin	Асфальтены Asphaltenes		
Ванкорское месторождение, скв. № 833 Vankor deposit, well No. 833	4,3	6,9	0,4	53	9

Ссылка для цитирования (for citation):

Насыбуллина А.Ш., Рахматуллина Г.М., Пивсаева Е.В., Шарафутдинова Р.Р., Дмитриев Д.В. Опыт применения удалителя парафинотложений СНПХ-7p-14A и ингибитора парафинотложений СНПХ-7821 на добывающих скважинах Ванкорского месторождения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 1–2. С. 58–64.

Nasybulлина A.Sh., Rakhmatullina G.M., Pivsaeva E.V., Sharafutdinova R.R., Dmitriev D.V. Experience Of The Application Of The Paraffin Deposits Remover СНПХ-7p-14A And The Paraffin Deposits Inhibitor СНПХ-7821 In Production Wells In The Area Of The Vankor Deposit. Territory «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory. 2017, No. 1–2, P. 58–64. (In Russian)

Таблица 2. Характеристики объектов испытаний удалителя СНПХ-7р-14А

Table 2. The characteristics of test objects of the СНПХ-7р-14А remover

№ скв. Well number	Ø НКТ, мм The diameter of pump- compressor pipes (PCP), mm	Пласт Layer	Ø фрезы, мм The diameter of the cutter, mm	Максимальная глубина спуска скребка, м/с The maximum depth of descent of the scraper m/s	Режим работы скважины The mode of well operation			Межочистной период (МОП), сут The period between purifications, day	Интервал отложений, м Sediment interval, m	Способ очистки скважины Method for well purification
					$Q_{\text{ж}}$ Q_{liquid}	$Q_{\text{неф}}$ Q_{oil}	Вода, % Water, %			
833/12	73	HX ₁	55	1400	125	102	1	5	0–1150	Через затрубное пространство без остановки Behind the casing without shutting down
206/4	89	HX ₃₋₄	68	1400	100	74	13	2	0–800	Через затрубное пространство с остановкой Behind the casing with a stop
752/9	73	HX ₁	55	2000	70	47	19	4	0–250, 810–1570	В НКТ с остановкой In the PCP with a stop
708/10	89	HX ₁	68	1400	119	94	4	6	100–1100	В НКТ с остановкой In the PCP with a stop

Молекулярно-массовое распределение парафинов, выделенных из нефти скв. № 833 (пласт HX₁), проведенное методом газожидкостной хроматографии, показало преобладающее содержание алканов с количеством углерода C₂₀ – C₂₆ (рис. 1).

В 2012 г. на добывающих скважинах Ванкорского месторождения были проведены опытно-промышленные испытания удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А. В качестве объектов испытаний были выбраны добывающие скважины нижнехетского продуктивного пласта № 833/12, 206/4, 752/9, 708/10 (табл. 2).

ИСПЫТАНИЯ РЕАГЕНТА ПРОВОДИЛИСЬ ТРЕМЯ СПОСОБАМИ:

- 1) закачка реагента в трубное пространство скважин (НКТ) с остановкой на реагирование;
- 2) закачка реагента в затрубное пространство с последующей продавкой реагента через прием ЭЦН до интервала отложений и остановкой на реагирование;
- 3) закачка реагента в затрубное пространство с последующей продавкой

через прием ЭЦН без остановки на реагирование.

Контроль эффективности очистки проводился путем фиксации технических параметров (степени тяжести и глубины посадок) в процессе спуска в НКТ очистного скребка непосредственно

после очистки и через несколько суток согласно графику скребкования.

Скважину № 708/10 планировали остановить на капитальный ремонт вследствие практически полного запарафинивания. Для очистки НКТ скважины от АСПО было предложено произвести



Рис. 1. Молекулярно-массовое распределение н-алканов в нефти скв. № 833 Ванкорского месторождения

Fig. 1. Molecular mass distribution of n-alkanes in oil well No. 833 in the Vankor deposit

химическую очистку удалителем парафиноотложений СНПХ-7р-14А. Учитывая возможность выхода из строя ЭЦН ввиду высокой температуры погружного электродвигателя при обратной промывке и способность пласта к поглощению, очистку провели путем прямой закачки пачки реагента в трубное пространство (НКТ) скважины.

Объем пачки растворителя составил 6 м³, время реагирования – 22 ч. После запуска скважины и выхода ее на режим было зафиксировано снижение рабочего давления на приеме насоса со 129 до 121 атм. При спуске механического скребка отмечено прохождение фрезы диаметром 68 мм (НКТ 89 мм) на всю проектную глубину спуска. Кроме того, отмечены понижение динамического уровня с 1400 до 1710 м и восстановление режимных параметров. При проведении следующей по графику механической очистки НКТ скважины через 5 сут посадок не наблюдалось (рис. 2).

Обработку скв. № 752/9 проводили путем закачки реагента в количестве 2,5 м³, что составляет 30 % от общего объема НКТ, с остановкой на реагирование на 21 ч. Учитывая падение дебита и большую глубину образования АСПО, реагент закачивали непосредственно в НКТ. Продавку осуществляли нефтью в объеме 2,6 м³, рассчитанном таким образом, чтобы реагент достиг интервала отложений. После запуска скважины был произведен контрольный пуск очистного скребка диаметром 55 мм (диаметр НКТ = 73 мм), зафиксировано прохождение на полную проектную глубину без посадок. Отмечено увеличение дебита с 32 до 40 т/сут.

На скв. № 206/4 закачку СНПХ-7р-14А в количестве 3,4 м³, т. е. 30 % от общего объема НКТ, проводили через затрубное пространство. Реагент продавливали нефтью в объеме 35 м³, и в момент появления реагента на устье скважину остановили на реагирование на 3 ч. Появление реагента определяли по отобранной пробе добываемой жидкости: данная проба характеризовалась низкой вязкостью и характерным запахом реагента.

При спуске механического скребка диаметром 68 мм (диаметр НКТ = 89 мм)

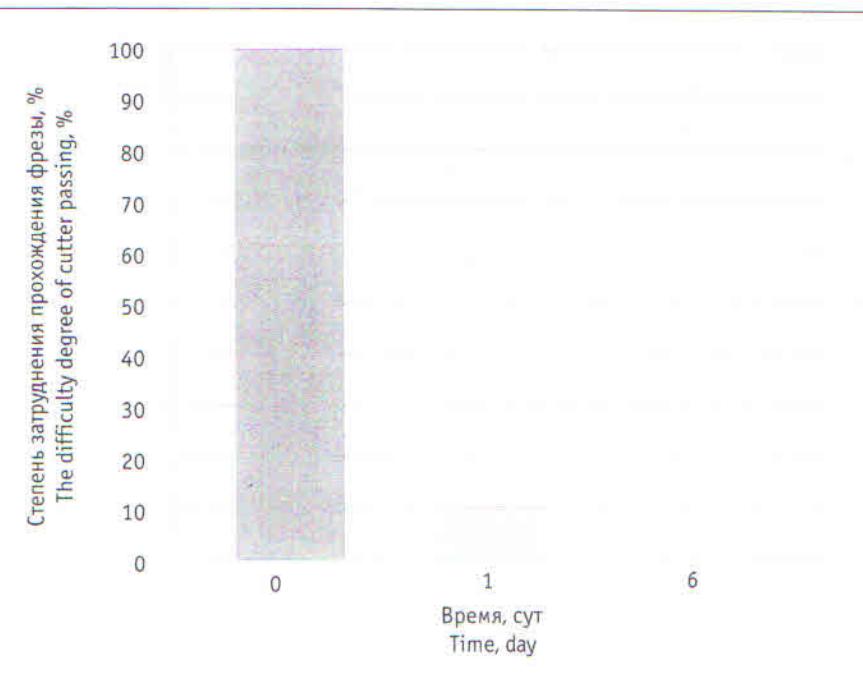


Рис. 2. Результаты ОПИ удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А на скв. № 708/10 Ванкорского месторождения

Fig. 2. The results of pilot testing (PT) of the СНПХ-7р-14A remover for paraffin sediments in the well No. 708/10 in the Vankor deposit

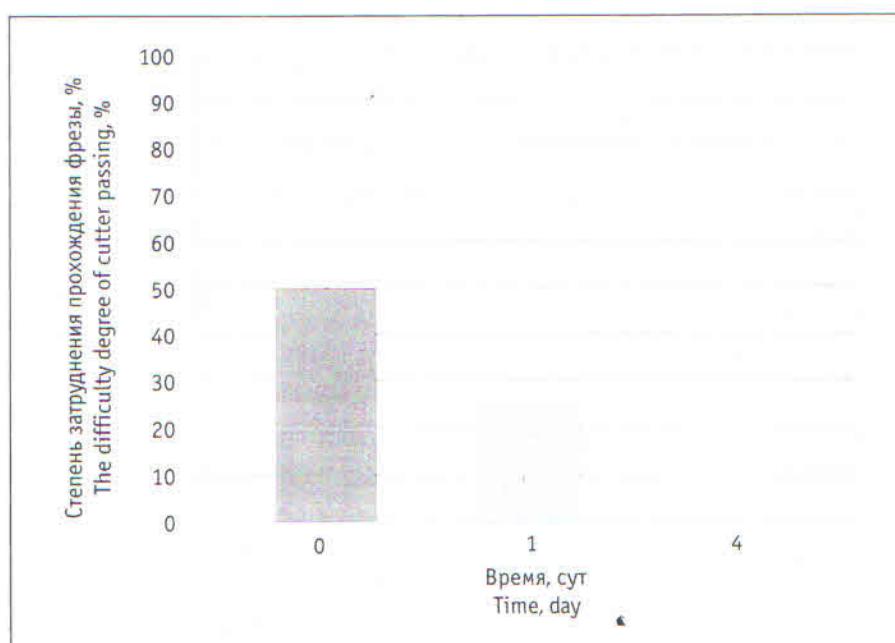


Рис. 3. Результаты ОПИ удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А на скв. № 206/4 Ванкорского месторождения

Fig. 3. The results of pilot testing (PT) of the СНПХ-7р-14A remover for paraffin sediments in the well No. 206/4 in the Vankor deposit

после очистки было зафиксировано прохождение на полную проектную глубину с небольшими посадками. Следующий по графику спуск скребка был

проведен через 3 сут после очистки. При его прохождении на полную проектную глубину были отмечены незначительные посадки (рис. 3).

Химическую очистку скв. № 833/12 реагентом СНПХ-7р-14А провели путем закачки пачки объемом 2,5 м³, что составляет 30 % от общего объема НКТ, через затрубное пространство скважины без остановки скважины на реагирование. Реагент продавливали нефтью в объеме 40 м³. При спуске скребка диаметром 55 мм (диаметр НКТ = 73 мм) было зафиксировано прохождение на полную проектную глубину с небольшими посадками. Следующий по графику спуск очистного скребка был проведен через 4 сут. При прохождении скребка на полную проектную глубину было отмечено увеличение посадок по сравнению со скребкованием после очистки. Однако степень запарафинивания, которая наблюдалась обычно без применения растворителя, не была достигнута (рис. 4). Таким образом, результаты опытно-промышленных испытаний удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А показывают высокую степень очистки добывающих скважин от АСПО. Увеличение межочистного периода работы скважин в 2–3 раза подтверждает, что качество очистки реагентом СНПХ-7р-14А выше, чем механической очистки.

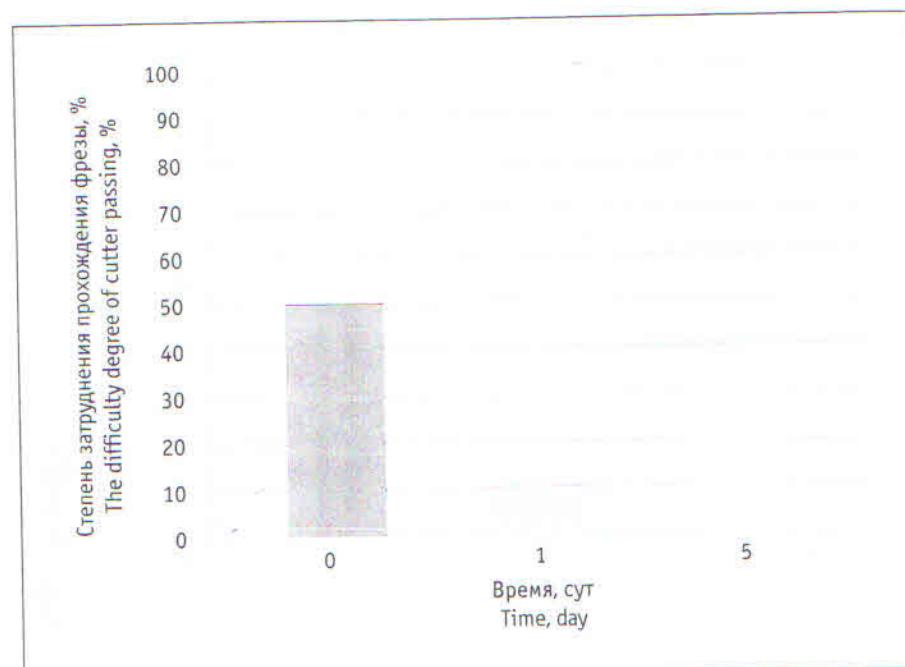


Рис. 4. Результаты ОПИ удалителя парафиноотложений СНПХ-7р14А на скв. № 833/12 Ванкорского месторождения

Fig. 4. The results of pilot testing (PT) of the СНПХ-7р-14A remover for paraffin sediments in the well No. 833/12 in the Vankor deposit

В 2013 г. на Ванкорском месторождении были проведены опытно-промышленные испытания ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821, рекомендованного

на основании независимых лабораторных испытаний. Испытания ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 на скважинах осуществлялись путем

Таблица 3. Характеристики объектов испытаний реагента СНПХ-7821

Table 3. The characteristics of the test objects of the СНПХ-7821 reagent

№ скв. Well number	Ø НКТ, мм The diameter of pump- compressor pipes (PCP), mm	Пласт: Layer	Ø фрезы, мм The diameter of the cutter, mm	Максимальная глубина спуска скребка, м/с The maximum depth of descent of the scraper m/s	Режим работы скважины The mode of well operation			МОП, сут The period between purifications, day	Интервал отложений, м Sediment interval, m	Способ дозирования реагента The method of reagent dosing
					Q _{*,} Q _{liquid}	Q _{*,} Q _{oil}	Вода, % Water, %			
710/5	89	Hx ₁	68	1400	492	352	1	4	0–1400	Постоянное дозирование в затрубное пространство Continuous dosing behind the casing
625/7	89	Як ₃₋₇	68	1400	271	225	3	5	0–1400	Постоянное дозирование в затрубное пространство Continuous dosing behind the casing
726/26ис	89	Hx ₁	61/68	1400	81	66	1	6	0–900	Через импульсную трубку в интервал начала парафинообразования Through the impulse tube into the interval of paraffin formation starting

постоянного дозирования в затрубное пространство скважин, а также путем постоянного дозирования в интервал начала парафинообразования через импульсную трубку и вводную муфту в НКТ (на глубину 1500 м).

В качестве объектов испытаний были выбраны добывающие скважины нижнехетского и яковлевского продуктивных пластов: № 710/5, 625/7, 726/2бис (табл. 3).

До начала и в ходе ОПИ на всех скважинах проводились контрольные скребкования для оценки степени запарафинивания скважин. Фиксировалось характер, глубина посадок скребка, а также время спускоподъемных операций.

Перед началом ОПИ на скв. № 710/5 в целях очистки от АСПО провели обработку растворителем в объеме 3 м³ последующей закачкой нефти объемом 30 м³, в которую предварительно было добавлено расчетное количество ингибитора СНПХ-7821, исходя из дозировки 500 г/м³. Далее было начато постоянное дозирование реагента в затрубное пространство скважины посредством дозировочного насоса. В течение первых 3 сут дозировка реагента составила 500 г/м³ (ударная дозировка для насыщения затрубного пространства ингибитором). Затем расход был снижен до 250 г/м³ (первая рабочая дозировка). Продолжительность работы скважины с данным расходом составила два межочисточных периода (два периода между плановыми скребкованиями). Было отмечено существенное снижение количества и степени тяжести посадок скребка, а также сокращение времени, затрачиваемого на спускоподъемные операции (рис. 5), поэтому дозировка была снижена до 150 г/м³. Однако, поскольку при этом степень затруднения прохождения скребка несколько возросла, дозировка ингибитора была повышенна до 200 г/м³. Указанная дозировка была принята оптимальной. На ней проводилось увеличение периода между скребкованиями и было достигнуто увеличение МОП в 2,5 раза (с 5 до 13 сут).

На скв. № 625/7 ОПИ были начаты после капитального ремонта, поэтому обработка растворителем не проводилась. В течение первых 3 сут реагент дозировался

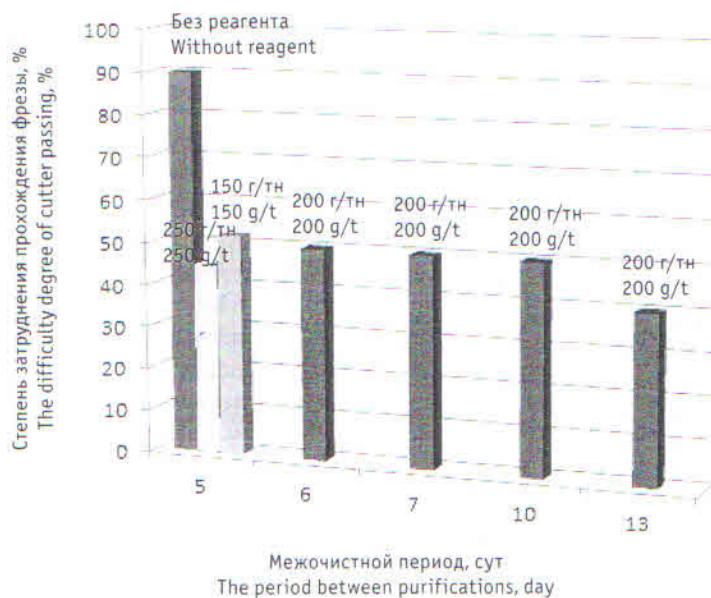


Рис. 5. Результаты ОПИ ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 на скв. № 710/5 Ванкорского месторождения

Fig. 5. The results of pilot testing of paraffin sediments inhibitor CHNX-7821 t well No. 710/5 in Vankor deposit

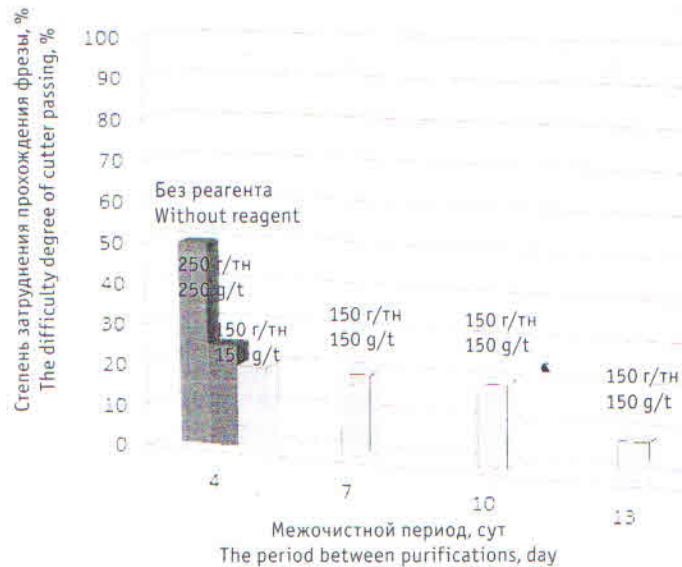


Рис. 6. Результаты ОПИ ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 на скв. № 625/7 Ванкорского месторождения

Fig. 6. The results of pilot testing of paraffin sediments inhibitor CHNX-7821 t well No. 625/7 in Vankor deposit

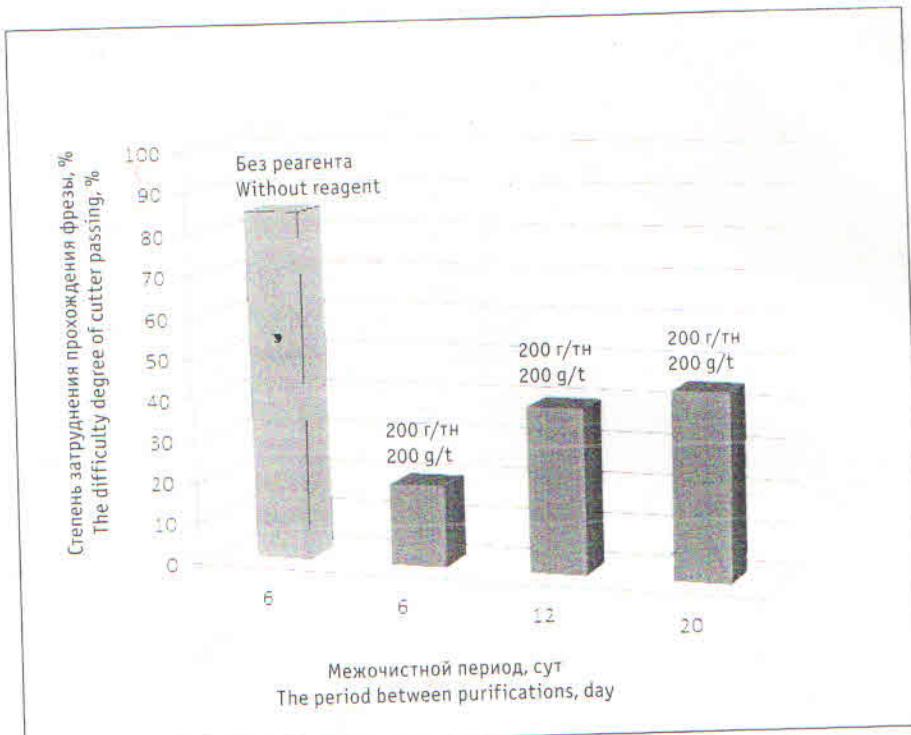


Рис. 7. Результаты ОПИ ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 на скв. № 726/2бис
Ванкорского месторождения
Fig. 5. The results of pilot testing of paraffin sediments inhibitor СНПХ-7821 t well No. 726/2bis in
Vankor deposit

с расходом 500 г/м³ для насыщения нефти в затрубном пространстве. Первая рабочая дозировка в течение двух межочистных периодов составила 250 г/м³. Было отмечено снижение количества и степени тяжести посадок фрезы (рис. 6), в связи с чем дозировка была снижена до 150 г/м³. Указанная дозировка была выдержана в течение двух периодов скребкования и принята оптимальной ввиду снижения количества посадок и степени их тяжести. На последнем этапе ОПИ на оптимальной дозировке ингиби-

тора был в 3 раза увеличен межочистной период (с 4 до 13 сут).

На скв. № 726/2бис испытания были начаты после капитального ремонта, поэтому обработка растворителем не проводилась. Дозирование СНПХ-7821 осуществлялось через импульсную трубку в интервал начала парафинобразования. Ударная дозировка не проводилась, были заполнены капиллярные трубы с расходом 110 л/сут, что соответствует рабочей дозировке 200 г/м³. В этих условиях было проведе-

но поэтапное увеличение межочистного периода работы скважины и достигнуто увеличение МОП в 3 раза – с 6 до 20 сут (рис. 7).

В результате проведенных ОПИ ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 доказана его эффективность: реагент увеличивает межочистной период работы скважины в 2–3 раза. Рекомендуемая минимальная дозировка реагента для скважин нижнекетского продуктивного пласта составляет 200 г/т нефти, для скважин яковлевского пласта – 150 г/т нефти.

ВЫВОДЫ

1. Удалитель парафиноотложений СНПХ-7р-14А показал свою эффективность при различных способах применения. Использование СНПХ-7р-14А позволяет более качественно удалить АСПО по сравнению со скребкованием, что видно по увеличению периода запарафинивания, так как при механическом способе остается слой АСПО, равный разности между внутренним диаметром НКТ и диаметром скребка (3–4 мм), в то время как очистка реагентом СНПХ-7р-14А удаляет этот слой. Применение удалителя СНПХ-7р-14А позволяет увеличить межочистной период работы скважин.
2. Ингибитор парафиноотложений СНПХ-7821 показал свою эффективность и позволил увеличить межочистной период работы скважины в 2–3 раза. Рекомендуемая минимальная дозировка реагента СНПХ-7821 для скважин нижнекетского продуктивного пласта составляет 200 г/т нефти, для скважин яковлевского пласта – 150 г/т нефти.

Литература:

1. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с.
2. Персианцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: Недра, 2000. 654 с.
3. Глущенко В.Н. Оценка эффективности ингибиторов асфальто-смоло-парафиновых отложений // Нефтяное хозяйство, 2007. № 5. С. 84–87.
4. Насыбуллина А.Ш., Пивсаева Е.В., Хамидуллина Ф.Ф. Изучение состава и реологических свойств нефти Сахалина для решения проблем их транспортировки // Вестник КТУ. 2011. № 3. С. 114–120.

References:

1. Tronov V.P. The Mechanism Of The Formation Of Solo-Paraffin Deposits And Its Struggle. Moscow, Nedra, 1970, 192 pp. (In Russian)
2. Persianyev M.N. Oil Production In The Complicated Conditions. Moscow, Nedra, 2000, 654 pp. (In Russian)
3. Glushchenko V.N. The Evaluation Of The Efficiency Of The Inhibitors Of Asphaltene- Resin-Paraffin Deposits. Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry, 2007, No. 5, P. 84–87. (In Russian)
4. Nasybulлина A.Sh., Pivsaeva E.V., Khamidullina F.F. The Study Of The Composition And The Rheological Features Of The Sakhalin Oil For The Settlement Of Their Transportation Issues. Vestnik KTU = The herald of the Kazan technological University, 2011, No. 3, P. 114–120. (In Russian)