

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.187-193>

УДК 622.276

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БОРЬБЫ С АСПО НА ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Питуганова А.Е., Минханов И.Ф., Аль-Мунтасер А.А.

Казанский (Приволжский) федеральный университет

EVALUATION THE EFFECTIVENESS OF ASPHALTIC-RESINOUS PARAFFIN SEDIMENTS CONTROL IN THE EAST-SURGUT DEPOSIT

A.E. Pituganova, I.F. Minkhanov, A.A. Al-Muntaser

Kazan Federal University

E-mail: pituganovaa@gmail.com

Аннотация. В мировой практике проблемы добычи нефти с тяжелыми компонентами возникли более 120 лет назад. Образование парафиновых отложений приводит к снижению добычи нефти, сокращению периода ремонта между скважинами, увеличению трудовых и материальных затрат и увеличению себестоимости добычи. Поэтому процесс образования парафиновых отложений и технология борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) является важной практической задачей в научно-технической области. В данной статье рассмотрены геология и анализ текущего состояния разработки объекта ЮС₂¹ Восточно-Сургутского месторождения. Дается сравнение методов борьбы с АСПО в насосно-компрессорных трубах (НКТ), которые используются на данном месторождении. В результате анализа выявлен наиболее эффективный из используемых методов.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, методы борьбы с АСПО, широкая фракция лёгких углеводородов, скребкования передвижным скребком, бензин газовый стабильный

Abstract. Undoubtedly, problems of oil production with heavy components arose more than 120 years ago. The formation of asphaltic-resinous paraffin sediments leads to a decrease in oil production, a reduction in the repair period between wells, an increase in labor and material costs, and an increase in the cost of production. Therefore, the process of formation of asphaltic-resinous paraffin sediments and the technology of their controlling is an important

practical task in the scientific and technical field. This article analyzes existing methods for the prevention and removal of asphaltic-resinous paraffin sediments, as well as recommendations to increase the inter-treatment period. The geology and analysis of the current state of development the object of the East-Surgut oil field are considered. A comparison of the methods used to combat asphaltic-resinous paraffin sediments that are used in this field is given. The analysis revealed the most effective of the methods used.

Key words: *asphaltic-resinous paraffin sediments, dealing methods with oil sediments, wide fraction of light hydrocarbons, removing with a mobile scraper, stable gasoline*

Геология Восточно-Сургутского месторождения

Оценка методов была проанализирована на Восточно-Сургутском месторождении, которое располагается в Сургутском районе ХМАО Тюменской области и разрабатывается ПАО «Сургутнефтегаз» [2].

Нефтеносность Восточно-Сургутского месторождения установлена в нижнемеловых отложениях (пласт БС₁₀⁰), в ачимовской толще (пласты БС₂₁ и БС₂₂), в верхнеюрских (пласт ЮС₁¹) и среднеюрских отложениях (пласт ЮС₂¹) [1].

Коллекторы пласта ЮС₂¹ представлены песчаниками мелкозернистыми, алевритистыми до алевритовых; а также алевролитами крупно- и разнозернистыми с глинистым цементом [1].

Залежь нефти в пласте распространена по всей площади Восточно-Сургутского месторождения. Залежь по типу является литолого-стратиграфической (ЛС). Высота залежи около 284 м. Абсолютная отметка нефтенасыщенных коллекторов изменяется от 2679,6 м до 2965,1 м [1].

Пористость изменяется от 12 до 20,1 % и в среднем составляет 16,0 %. По причине фациального разнообразия осадков, формирующих горизонт ЮС₂¹, их проницаемость изменяется в достаточно широком диапазоне от 0,3 до $44 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем составляет $7 \cdot 10^{-3}$ мкм², КИН=0,258 доли ед. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 4,9 м, изменяясь в диапазоне от 0,6 до 16,4 м (Табл. 1) [1].

Таблица 1

**Геолого-физическая характеристика пласта ЮС₂¹ Восточно-Сургутское
месторождение**

Параметры	Пласт ЮС ₂ ¹
Средняя глубина залегания кровли (абс. отм), м	2794
Тип залежи	ЛС
Тип коллектора	поровый
Средняя общая толщина, м	17,7
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,73
Проницаемость (ГИС), *10 ⁻³ мкм ²	7
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,34
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,51
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,790
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,861
Содержание серы в нефти, %	1,38
Содержание парафина в нефти, %	2,77
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,5
Содержание сероводорода, %	-

Анализ текущего состояния разработки объекта ЮС₂¹

Объект ЮС₂¹ находится в опытно-промышленной эксплуатации с 1987 года [3]. На объекте организовано три участка опытно-промышленной разработки (ОПР) - в районе скважин 155Р (ОПР №1), 180Р и 159Р (ОПР №2), 164Р (ОПР №3). Их разработка началась с 1987 г., 2003 г. и 2008 г. соответственно. На остальной части пласта эксплуатируются одиночные скважины [1].

На участке ОПР №3 применена пятиточечная система с расстоянием между скважинами – 500 м, бурение наклонно-направленных добывающих и нагнетательных скважин с применением ГРП на стадии освоения, на остальной части площади применена девятиточечная система [1].

На сегодняшний момент фонд скважин составляет 1792 скважины, в том числе: добывающих – 1281, нагнетательных – 509, контрольных – 2 [1].

Добыча на месторождении осложнена АСПО (Табл. 2). Нефть парафинистая, малосмолистая.

Таблица 2

Групповой состав нефти Восточно-Сургутского месторождения

Образец	Динамическая вязкость, 20 °С, (мПа*с)	Механические примеси, (мг/л)	Групповой состав, (%)		
			Смолы силикагелевые	Асфальтены	Парафины
Нефть	26,8	147	14,1	2,66	2,77

На Восточно-Сургутском месторождении применяются следующие методы борьбы с парафиноотложениями в НКТ (Табл. 3): промывка горячей нефтью (АДПМ), закачка широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ), скребкования передвижным скребком (АИС) или с помощью стационарных скребков. Также совместно со скребкованиями применяют закачку в скважину бензина газового стабильного (БГС). Закачку БГС применяют для размягчения АСПО и последующего более эффективного удаления с помощью скребков. На Восточно-Сургутском месторождении на скважинах 932, 2107Гр, 3225, 3291, 3306 с 2011 – 2019 г было произведено 120 АИС и 27 других методов, применяемых на данном месторождении, т.е. АДПМ, ШФЛУ и БГС. Механические скребки на данных скважинах применяются в 17 раз чаще других методов, вместе взятых, ввиду небольших денежных затрат.

Таблица 3

Количество обработок скважин от АСПО на Восточно-Сургутском месторождении

Скважина	АИС	БГС + АИС	ШФЛУ	АДПМ
932	24	2	-	10
2107 Гр	31	-	1	4
3225	15	-	-	2
3291	40	3	-	2
3306	10	-	-	3
Всего	120	5	1	21

Выводы

1. Обобщенные исследования коллекторов пласта ЮС₂¹ показали, что они характеризуются низкими ФЕС. Коэффициент пористости 0,16 доли ед., КИН=0,258 доли ед., проницаемость $7 \cdot 10^{-3}$ мкм². Нефть легкая, парафинистая, сернистая. Содержание парафина в нефти 2,77%, содержание серы в нефти 1,38%, вязкость нефти в пластовых условиях 1,51 мПа*с, плотность нефти в поверхностных условиях 0,861 т/м³.
2. Объект ЮС₂¹ находится в опытно-промышленной эксплуатации с 1987 года. Скважины, взятые для анализа, находятся в районе скважин 159Р, 164Р (ОПР №3). Разработка данного опытно-промышленного района №3 началась в 2008 году. Обводненность продукции пласта ЮС₂¹ в среднем составляет 46,4%. На данный момент месторождение находится на завершающей стадии разработки. Фонд скважин составляет 1792 скважины, в том числе: добывающих – 1281, нагнетательных – 509, контрольных – 2.
3. На Восточно-Сургутском месторождении АДПМ, АИС применяются чаще, чем ШФЛУ, БГС+АИС. Закачка в скважину бензина газового стабильного и последующее скребкование показывает более высокие значения прироста жидкости, чем при обработке только скребком. ШФЛУ на данный момент не применяется ввиду небольшого межочистного периода. АДПМ применяется на данном месторождении с 1998 года и показывает значения МОП в 2,5 раза выше в сравнении с АИС. Межочистой период АДПМ варьируется от 23 до 270 сут., в среднем 171 сут, МОП АИС от 1 до 209 сут., в среднем 41 сут. На скважинах 2107 Гр, 3225, 3291, 3306 прирост дебита жидкости после АДПМ в 2-6 раз больше, чем после обработки АИС. Наиболее эффективным методом борьбы с АСПО на Восточно-Сургутском месторождении является АДПМ.

Таблица 4

**Результаты обработок скважин от АСПО на Восточно-Сургутском
месторождении**

Номер скважины	АИС		БГС + АИС		ШФЛУ		АДПМ	
	Среднее МОП факт, сут.	$\Delta Q_{ж}^*$, м ³ /сут	Среднее МОП факт, сут	$\Delta Q_{ж}$, м ³ /сут	Среднее МОП факт, сут	$\Delta Q_{ж}$, м ³ /сут	Среднее МОП факт, сут	$\Delta Q_{ж}$, м ³ /сут
932	54	1,8	23	7,74	-	-	115	2,7
2107 Гр	63	1,2	-	-	5	1,61	118	7,4
3225	28	4,2	-	-	-	-	188	10
3291	40	2,5	53	7,89	-	-	179	16,1
3306	21	5,3	-	-	-	-	255	14,5

* средняя разница между дебитом жидкости до и после обработки

Список литературы

1. Соколов С.В. Проект разработки Восточно-Сургутского месторождения. ОАО «Сургутнефтегаз». – Тюмень, 2008. – Т. 1. – Кн. 1. – 207 с.
2. Краузе Н. А. Геологические 3d-модели месторождения как способ изучения Восточно-Сургутского месторождения // Проблемы геологии и освоения недр. – 2016. – С. 350-352.
3. Плиева Е. Б. Анализ разработки и наиболее эффективные ГТМ, используемые на объекте тюменской свиты Восточно-Сургутского месторождения / Е.Б. Плиева, Е.Э. Татаринова // Булатовские чтения. – 2019. – Т.2. – С.139-142.

References

1. Sokolov S.V. *Proekt razrabotki Vostochno-Surgutskogo mestorozhdeniya*. ОАО “Surgutneftegaz” [East-Surgutskoye field development project. ОАО Surgutneftegaz]. Tyumen, 2008. Vol. 1. Book 1. 207 p. (in Russian)
2. Krauze N.A. *Geologicheskie 3d-modeli mestorozhdeniya kak sposob izucheniya Vostochno-Surgutskogo mestorozhdeniya* [Geological 3D models as means to study East-Surgutskoye field]. Problemy geologii i osvoeniya nedr Publ., 2016. pp. 350-352. (in Russian)
3. Plieva E.B. *Analiz razrabotki i naibolee effektivnye GTM, ispol'zuemye na ob"ekte tyumenskoj svity Vostochno-Surgutskogo mestorozhdeniya* [Analysis of East-Surgutskoye field development project and the most effective production enhancement practices used]. E.B. Plieva, E.E. Tatarinova. Bulatovskiye chteniya Publ., 2019. Vol. 2. pp. 139-142. (in Russian)

Сведения об авторах

Питуганова Анастасия Евгеньевна, студент, кафедра нефти и газа им. А.А. Трофимука, Казанский Федеральный Университет, г.Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: pituganovaa@gmail.com

Минханов Ильгиз Фаильевич, ассистент, кафедра разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов, Казанский Федеральный Университет, г.Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: minkhanovi@mail.ru

Аль-Мунтасер Амин Ахмед, младший научный сотрудник, кафедра разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов, Казанский Федеральный Университет, г.Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: aalmuntaser@mail.ru, aalmuntaser1991@gmail.com

Authors

A.E. Pituganova, student, A.A.Trofimuk Department of geology of Oil and Gas, Kazan Federal University, Kazan, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: pituganovaa@gmail.com

I.F. Minkhanov, assistant, Department of Petroleum Engineering, Kazan Federal University, Kazan, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: minkhanovi@mail.ru

A.A. Al-Muntaser, Junior Researcher, Department of Petroleum Engineering, Kazan Federal University, Kazan, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: aalmuntaser@mail.ru, aalmuntaser1991@gmail.com

Питуганова Анастасия Евгеньевна
420008, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Казань, ул. Кремлевская, 4/5
Тел. 8 (999) 169 28 21
E-mail: pituganovaa@gmail.com