

# ЦИКЛИЧЕСКОЕ НАГНЕТАНИЕ ПАРОКАТАЛИЗАТОРА

## на кубинском месторождении сверхтяжелой нефти

**Еремин Николай Александрович**  
профессор кафедры разработки  
и эксплуатации нефтяных месторождений,  
д.т.н.

**Клаудия Гонзалез-Вигоа**  
аспирант

РГУ нефти и газа (НИУ)  
имени И.М. Губкина

В СТАТЬЕ ОПИСЫВАЕТСЯ ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД ЦИКЛИЧЕСКОГО НАГНЕТАНИЯ ПАРОКАТАЛИЗАТОРА В ПЛАСТ М (СВЕРХТЯЖЕЛАЯ НЕФТЬ) МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОКА-ДЕ-ХАРУКО НА КУБЕ. ОПИСАНА СУТЬ МЕТОДА ЦИКЛИЧЕСКОГО НАГНЕТАНИЯ ПАРОКАТАЛИЗАТОРА, ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ, ПОЛУЧЕННЫЕ ДЛЯ КАЖДОГО ИЗ ПЯТИ ВЫПОЛНЕННЫХ ЦИКЛОВ НАГНЕТАНИЯ ПАРА, В ТОМ ЧИСЛЕ КАТАЛИЗАТОРОМ, ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СКОРОСТЕЙ НАГНЕТАЕМОГО ПАРА, КАК С ДОБАВЛЕНИЕМ КАТАЛИЗАТОРА, ТАК И БЕЗ НЕГО. СДЕЛАНЫ ВАЖНЫЕ ВЫВОДЫ О ПРИМЕНИМОСТИ ИННОВАЦИОННОГО МЕТОДА ЦИКЛИЧЕСКОГО НАГНЕТАНИЯ ПАРОКАТАЛИЗАТОРА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СВЕРХТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, КОТОРЫЕ ШИРОКО РАСПРОСТРАНЕНЫ НА КУБЕ

THE ARTICLE DESCRIBES AN INNOVATIVE METHOD OF CYCLIC INJECTION OF A STEAM CATALYST INTO THE RESERVOIR M (EXTRA HEAVY OIL) OF THE BOCA DE JARUJO FIELD IN CUBA. THE ESSENCE OF THE METHOD OF CYCLIC INJECTION OF A STEAM CATALYST IS DESCRIBED, THE RESULTS OF THE STUDY OBTAINED FOR EACH OF THE FIVE CYCLES OF STEAM INJECTION, INCLUDING THE CATALYST, ARE PRESENTED, A COMPARATIVE ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE METHOD FOR VARIOUS INJECTION STEAM RATES, BOTH WITH AND WITHOUT THE ADDITION OF A CATALYST, IS CARRIED OUT. IMPORTANT CONCLUSIONS ARE MADE ABOUT THE APPLICABILITY OF THE INNOVATIVE METHOD OF CYCLIC INJECTION OF A STEAM CATALYST FOR THE DEVELOPMENT OF SUPER-HEAVY OIL FIELDS, WHICH ARE WIDESPREAD IN CUBA

**Ключевые слова:** инновационная технология, разработки месторождений, сверхтяжелая нефть, высоковязкая нефть, тепловые методы увеличения нефтеотдачи, метод циклического нагнетания пара, Куба, месторождения Бока-де-Харуко, цикл нагнетания пара, катализатор, парогенератор, парокатализатор, Союз Куба-Нефть (CUPET), метод циклического нагнетания парокатализатора.

Запасы тяжелой нефти в РФ превышают 60 млрд т. Они сосредоточены в Волго-Уральской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях. На эти регионы приходится более 93%. В общем объеме добычи нефти в России доля добычи тяжелой нефти достигает 23%. Крупнейшие месторождения тяжелых нефтей – Усинское, Русское, Ярегское, Ашальчинское и Мордово-Кармальское.

Наиболее востребованными методами в настоящее время являются методы одновременного извлечения и облагораживания тяжелой нефти. Одним из этих инновационных методов и является метод циклического нагнетания парокатализатора – это метод циклического нагнетания пара (CSS – Cyclic Steam Stimulation) с использованием никелевого катализатора на забое добывающих скважин. Инновационный метод апробируется на месторождении Бока-де-Харуко. Месторождение Бока-де-Харуко расположено на севере провинции Маябеке [1–6], и совместно разрабатывается российско-кубинскими компаниями АО «Зарубежнефть» и Союз Куба-Нефть (CUPET). Совместный проект разработки предназначен для эффективной разработки пласта М, содержащего сверхтяжелую нефть. Пласт М получил свое название от первой буквы в слове мергель, типа осадочных пород, состоящих в основном из глины и содержащих сверхтяжелую нефть. В CUPET давно открыли запасы нефти в данном пласте, но не обладали высокоэффективной технологией для его разработки. С конца 2014 года совместно с компанией АО «Зарубежнефть», которая предоставила необходимую технологию, был начат проект разработки этого месторождения с использованием циклической стимуляции паром и каталитических добавок, снижающих вязкость нефти. Метод циклической стимуляции паром, являющийся методом вторичной рекуперации, заключается в нагнетании пара в нефтенасыщенный пласт через добывающую скважину в течение определенного периода времени, затем скважина закрывается на некоторое время, чтобы обеспечить распределение тепла, а затем снова запускается в производство.

Процесс циклического каталитического паротермолиза высоковязкой нефти месторождения Бока-де-Харуко

### ФАКТЫ

**60** млрд т

составляют запасы тяжелой нефти в РФ

**93** %

тяжелой нефти России сосредоточены в Волго-Уральской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях

осуществляется с целью интенсификации процессов внутрипластового преобразования сверхтяжелой нефти. Прекурсор катализатора синтезировался на основе солей переходных металлов ( $FeSO_4$  и  $NiSO_4$ ) и флотогудрона. Он способствует разрыву C–C связи и снижению содержания смол и асфальтенов в сверхтяжелой нефти, улучшению физико-химических характеристик сверхтяжелой нефти и уменьшению ее вязкости [7–12].

Основные задачи метода циклического нагнетания парокатализатора: увеличить добычу высоковязкой нефти (битуминозной); достичь максимального извлечения высоковязкой нефти из пласта за счет применения химических и технологических методов интенсификации добычи и обеспечить достижение максимального коэффициента охвата пласта воздействием с помощью термического метода обработки призабойной зоны добывающих скважин.

### Описание технологии циклического нагнетания парокатализатора

В настоящее время идет интенсивное создание инновационных методов извлечения тяжелых и сверхтяжелых нефтей с плотностью выше  $870 \text{ кг/м}^3$ , обеспечивающих их облагораживание непосредственно в пласте. Это такие методы, как деасфальтизация, гидротермальное воздействие, сочетание

каталитического облагораживания и внутрискважинного горения, электрообогрев пласта, циклическое нагнетание парокатализатора.

Нагнетание пара – это процесс, при котором тепловая энергия подается в нефтенасыщенный пласт за счет закачки водяного пара. Этот процесс может быть как непрерывным, так и циклическим. При непрерывной закачке пара: пар подается через систему нагнетательных скважин, в то время как нефть отбирается добывающими скважинами. Основными механизмами, способствующими вытеснению нефти, в этом типе процесса являются: тепловое расширение жидкостей в пласте, снижение вязкости нефти и паровая дистилляция, которая является наиболее значимой. Циклическое нагнетание пара в добывающие скважины состоит из трех циклов: первый – нагнетание пара в нефтесодержащий пласт; второй – закрытие скважин на время прогрева призабойных зон и третий – открытие скважин и отбор из них нефти с пониженной вязкостью и сконденсированным паром. Рассмотрим более подробно эти три цикла.

### Нагнетание пара в нефтесодержащий пласт

Этот этап включает в себя закачку пара в течение двух или трех недель через скважину. Скорость закачки пара должна быть максимально возможной, чтобы предотвратить теплопотери по стволу скважины и свести к минимуму время, в течение которого скважина не эксплуатируется. Достижение максимального радиуса прогрева призабойной скважины и максимальной температуры в зоне прогрева. Давление нагнетаемого пара на забое скважины не должно превышать давление разрыва пласта. Объем нагнетаемого пара должен быть тем больше, чем выше вязкость нефти в пластовых условиях и ниже текущее пластовое давление.

### Закрытие скважин на время прогрева призабойных зон

Этот цикл заключается в закрытии скважины на определенное время, в течение которого пар и конденсированная вода нагревают пластовую высоковязкую нефть и делают ее более подвижной в результате снижения вязкости нефти при тепловом воздействии. Продолжительность этого этапа зависит от состояния разработки месторождения на первичных режимах. На месторождениях с высоким пластовым давлением желательно, чтобы время было продолжительным, чтобы пар проходил через пористую среду и рассеивал тепло по пласту. На месторождениях с низким пластовым давлением рекомендуется не стремиться к росту коэффициента охвата призабойной зоны скважины тепловым воздействием, а стремиться использовать повышенное пластовое давление вблизи самой скважины для отбора из нее нефти.

### Открытие скважин и отбора из них нефти с пониженной вязкостью и сконденсированным паром

Этот этап заключается в открытии скважины для добычи текучей нефти с пониженной вязкостью после прогрева призабойной зоны. Вначале может наблюдаться высокое содержание воды из-за того, что большая часть пара конденсируется вблизи скважины, но через некоторое время обводненность

## ФАКТЫ

В 2014 г.

был начат проект разработки месторождения Бока-де-Харуко с использованием циклической стимуляции паром и каталитических добавок, снижающих вязкость нефти

в составе скважинной продукции снижается. Этот этап завершается, если дебит падает ниже целевых показателей или добыча нефти становится нерентабельной.

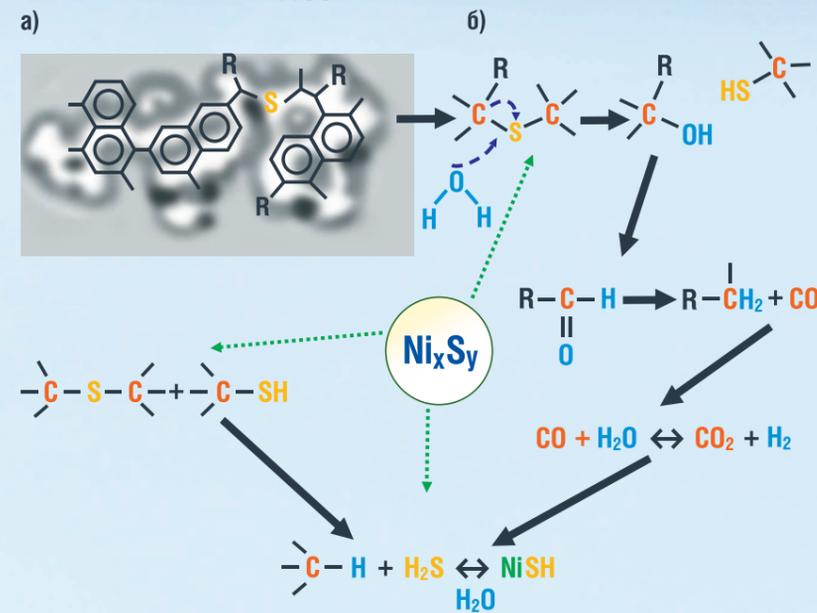
### Условия применимости метода циклического нагнетания парокатализатора

Применение метода циклического нагнетания парокатализатора во многом зависит от геологических характеристик пласта с высоковязкой нефтью. В мощных крутопадающих пластах с преобладающим природным механизмом вытеснения нефти за счет гравитационного дренирования может быть осуществлено десять циклов нагнетания пара и более. В пологих пластах, где добыча нефти осуществляется на первичном режиме растворенного газа, пластовая энергия быстро истощается, что ведет к ограниченному числу циклов обработки добывающих скважин паром до трех-пяти. Нефтенасыщенная толщина пласта не должна быть менее шести метров. При меньшей толщине пласта процесс вытеснения нефти паром становится неэкономичным из-за больших потерь теплоты через кровлю и подошву залежи. Глубина залегания пласта не должна превышать 1200 м из-за потерь тепла по стволу скважины, которые могут достигать 3% на каждые 100 м глубины, и технических трудностей обеспечения прочности и целостности колонн. Эту глубину можно увеличить. Использование спускаемых в скважины мобильных парогенераторов позволяет вводить в разработку пласты с высоковязкой нефтью с глубиной залегания до 1700 м. Минимальная глубина зависит и от давления гидроразрыва перекрывающей породы. Абсолютная проницаемость пласта не должна быть менее 0,1 мкм<sup>2</sup>, а темп вытеснения нефти должен быть достаточно высоким для уменьшения потерь теплоты в кровлю и подошву залежи.

### Каталитический паровой термолит

Возможное решение проблемы высокой вязкости сырой нефти может быть достигнуто за счет использования технологии каталитического парового термолита.

РИСУНОК 1. Фрагмент молекулярной структуры асфальтенов (а) и механизм трансформации асфальтенов (б) [7]



Активная форма нефтерастворимых катализаторов формируется после паротеплового воздействия на сверхтяжелую нефть. Наиболее оптимальным с точки зрения улучшения физико-химических характеристик товарной нефти является прекурсор катализатора на основе железа. При увеличении продолжительности парокаталитической обработки значительное смолосодержание уменьшается в результате крекинга, а содержание асфальтеновых фракций увеличивается. Синтезируемый прекурсор катализатора на основе железа обеспечивает наиболее глубокую конверсию сверхтяжелой нефти, а именно, снижает содержание высокомолекулярных компонентов нефти. Циклическое нагнетание парокатализатора обеспечивает необратимое снижение вязкости добываемой нефти, способствует трансформации асфальтенов, см. рис. 1, и увеличивает коэффициент извлечения нефти [7–12].

Рассматриваемый метод улучшает характеристики пластовой нефти с помощью добавки наночастиц катализатора; увеличивает извлечение тяжелой нефти по трубопроводам; снижает вязкость сырой нефти на забое скважины, что улучшает условия ее отбора из скважины.

### Анализ результатов метода циклического нагнетания парокатализатора в скважине БХ-3

Скважина БХ-3 была пробурена в 2014 году на глубину 709 м с искусственным забоем 686,8 м. Интервалы вскрытия пласта М: 652–639 и 630–600 м.

**Первый цикл.** 10 сентября 2015 года был запущен 1-й цикл с закачкой 2860 тонн пара, после 2 дней выдержки скважина работала в течение 60 дней (из них 4 дня фонтанировала). Результаты первого

цикла представлены в таблице. Этот первый цикл показал, что с помощью нагнетания пара можно отбирать вязкую нефть из пласта М.

**Второй цикл.** Затем было решено выполнить 2-й цикл с увеличенным количеством пара (6030 тонн). Этот 2-й цикл продемонстрировал производственный потенциал скважины, количество пара было увеличено в два раза, но и добыча нефти также увеличилась в два раза, при сохранении аналогичного ПНО (14 т/м<sup>3</sup>), хотя и намного выше целевого ПНО 4–5 т/м<sup>3</sup>.

**Третий цикл.** После результатов, полученных на скважине БХ-2, принимается решение о вскрытии этих же пород на скважине БХ-3. На скважине была проведена 29.11.2018 г. дополнительная перфорация (630–639 м, 652–671 м) трещиноватых пород с высокой плотностью и проницаемостью при низкой насыщенности нефтью с целью оценки влияния этого метода на эффективность их выработки путем термообработки паром. 08.12.2018 г. была начата третья паровая термообработка скважины БХ-3 с закачкой 6000 тонн. Скважина работала фонтанным способом 16 дней, и в общей сложности отбор нефти производился в течение 100 дней со средним дебитом 11 м<sup>3</sup>/сут сырой нефти. Этот цикл продемонстрировал важность термообработки паром пород с высокой плотностью трещин. Он позволил при том же количестве пара увеличить добычу нефти более чем в три раза при ПНО 5,35 тонн/м<sup>3</sup>, см. рис. 2. Этот результат имеет большое стратегическое значение для будущего проекта.

**Четвертый цикл.** Одной из основных проблем в этом проекте является высокая вязкость сырой нефти (+ 35 500 сПз). Четвертый цикл был принят за базовый цикл для сравнения с пятым циклом с использованием катализатора. Результаты четвертого парового цикла продемонстрировали, что при аналогичных параметрах нагнетания пара от цикла к циклу добыча нефти снижается, в данном случае снижение составило 22%. Но параметры эффективности были приемлемыми, и в четвертом цикле был относительно низкий процент содержания воды в составе продукции, см. рис 1.

## ФАКТЫ

870 кг/м<sup>3</sup>

и выше составляет плотность нефти, на добычу и облагораживание в пласте которых направлены разрабатываемые сегодня технологии

ТАБЛИЦА 1. Результаты пяти циклов обработки скважины БХ-3, последний пятый цикл с катализатором

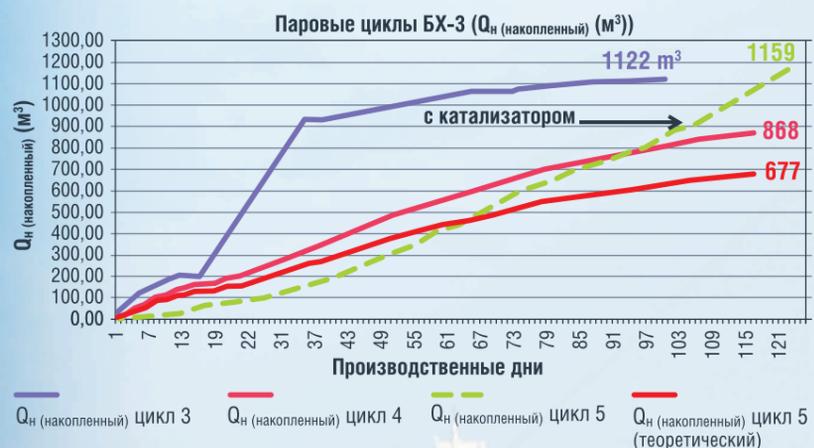
Скважина	Цикл	Пар (т)	Начало цикла	Конец цикла	Q жидкость (м³)	Q нефть (т)	% воды	ПНО* (т/м³)
БХ-3	I	2860	октябрь-15	декабрь-15	273,6	210,3	23,1	13,6
	II	6030	февраль-16	май-16	675,4	428,8	36,5	14,0
	III	6000	декабрь-18	май-19	1871,7	1121,7	40,0	5,3
	IV	6000	июнь-19	ноябрь-19	1880,5	868,0	53,8	6,9
	V	Кат. + 6000	ноябрь-19	май-20	2435,5	1159,2	52,4	5,1
Общий	5	20890	-	-	7136,8	3788,1	46,9	5,5

\* ПНО – паронефтяное отношение.

РИСУНОК 2. Накопленный отбор жидкости на 3, 4 и 5 циклах, последний с катализатором



РИСУНОК 3. Накопленный отбор нефти на 3, 4 и 5 циклах, последний с катализатором, где красная кривая Q<sub>н</sub> (накопленный) цикл 5 (виртуальный или расчетный) означает величину добычи, которую скважина должна была достичь в 5-м цикле без катализатора



**Пятый цикл (каталитический водный термолиз).** 25 ноября 2019 года закачивается редуктор снижения вязкости (никелевый катализатор) плюс растворитель, а 29 ноября начинается закачка 6000 тонн пара до 23 декабря, 24 декабря скважина открывается и работает в восходящем режиме в течение 20 дней, производя 78 м³ нефти с процентным содержанием вода 94 %, по состоянию на 30 апреля скважина проработала более 122 дней, параметры улучшались, процент оставался на уровне около

**ФАКТЫ**

**1200** м

– максимальная глубина залегания пласта для применения метода циклического нагнетания парокатализатора

25% и поддерживал стабильную добычу 12 м³/сут сырой нефти.

Количественные результаты пятого цикла очевидны. Действие катализатора на высоковязкую сырую нефть пласта М привело к приросту добычи нефти; снижению вязкости сырой нефти; улучшению ее подвижности и качественного состава (рост содержания насыщенных и ароматических веществ) и увеличению коммерческой стоимости товарной продукции.

В пятом цикле с использованием никелевого катализатора отмечен рост продолжительности отбора рентабельной нефти. Скважина работала дольше – 122 дня, тогда как ранее продолжительность рентабельной добычи на скважине была меньше 100 и 116 дней соответственно, на третьем и четвертом циклах.

В пятом цикле с катализатором скважина проработала более 122 рабочих дней и отобрала на 291 тонну больше предыдущего четвертого цикла (прирост на 33%) и на 482 тонны больше виртуального пятого цикла без катализатора (прирост на 71%). Кривая накопленной добычи нефти на рис. 3 показывает, что с 30-го дня накопленный отбор нефти резко возрастает.

Как видно из рис. 4, наблюдается обратная тенденция кривых процентного содержания воды и кривой среднесуточной добычи: процентное содержание воды уменьшается, а средняя добыча сырой нефти увеличивается в пятом цикле с катализатором.

В цикле с катализатором наблюдается тенденция к увеличению среднесуточной добычи сырой нефти, см. рис. 5. Эта тенденция не была отмечена в других циклах.

РИСУНОК 4. Динамика среднесуточной добычи сырой нефти (м³/сут) и процентного содержания воды для цикла 5 с катализатором

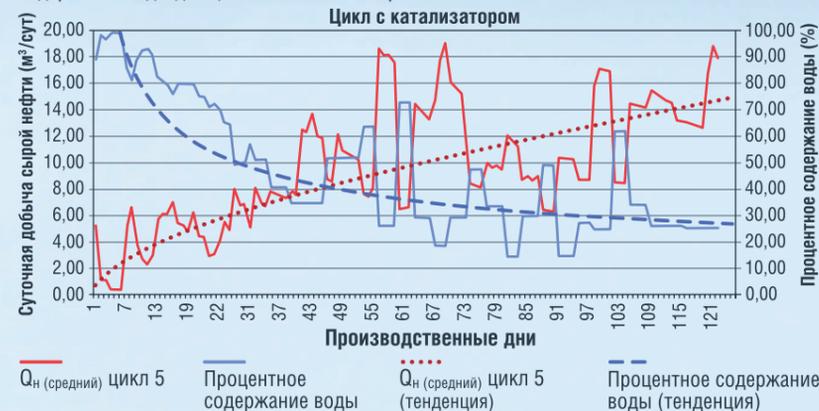


РИСУНОК 5. Динамика среднесуточной добычи сырой нефти (м³/сут) для циклов 3, 4 и 5



РИСУНОК 6. Динамика среднесуточной добычи жидкости (м³/сут), сырой нефти (м³/сут) и процентного содержания нефти (%) для пятого цикла с катализатором



Как видно из рис. 6, наблюдается тенденция к снижению процентного содержания воды и стабилизации среднего отбора жидкости на уровне 20 м³/сут, что приводит к увеличению среднесуточной добычи нефти.

**Выводы**

Проведенное исследование применения метода циклического нагнетания парокатализатора в скважине БХ-3 показывает высокий нефтяной потенциал скважины БХ-3 при эксплуатации

пласта М с высоковязкой нефтью. В цикле снижения вязкости (катализатора) наблюдается: увеличение продолжительности рентабельной добычи нефти на скважине; значительный рост накопленной добычи нефти; снижение содержания воды в добываемой продукции; увеличение среднесуточной добычи нефти и положительная динамика снижения паронефтяного отношения (ПНО) до 5,15 т/м³.

**Литература**

- Álvarez Castro, J., G. Barceló Carol, J.O. López Quintero, et al. *Furrazola, G., R.A. González, A.M. Recio, et al. Léxico estratigráfico de Cuba. La Habana, Instituto de Geología y Paleontología, 1994a. 57–58.*
- López Acosta, S., R. Rodríguez, A.Espeso. *Informe geológico-geofísico sobre la interpretación 3D de los sectores Boca de Jaruco-Sta Cruz y Bacuranao 7A-. La Habana, DIGICUPET, 2005. 1–19.*
- López, J.G., J. Álvarez Castro, S. Valladares, ET AL. *The Geology and Hydrocarbon Potential of the Republic of Cuba. La Habana, SPT/CUPET, 1993.*
- López, S., S.Valladares, R.Socorro, ET AL. *Proyecto 2612 Reservorios del Terciario Inferior en la Franja Norte Cubana. Etapa III Modelo estructural y trampas del Terciario en la Franja Norte Cubana. La Habana, Centro de Investigaciones del Petróleo 2005. 7–27.*
- Evaluación del potencial de exploración del Bloque #7. *Región Habana-Matanzas. La Habana, Centro de Investigaciones y Desarrollo del Petróleo (C.I.D.P.), 1994.*
- Pérez, R., Sandoval, J., Barbosa, C., Delgadillo, C., Trujillo, M., Osma, L., Botett, J., García, L., & Rodríguez, H. (2018). *Comparación de alternativas para mejora de la inyección cíclica de vapor mediante simulación numérica. Revista Fuentes El Reventón Energético, 16(2), 91–107. https://doi.org/10.18273/revfue.v16n2-2018007.*
- Технология каталитического акватермолиза на месторождении Бока де Харуко: от идеи до практического применения / С.И. Кудряшов, И.С. Афанасьев, А. В. Соловьев [и др.] // *Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 9. – С. 37–41. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-9-37-41. – EDN EBNWNL.*
- Петрухина, Наталья Николаевна. *Регулирование превращений компонентов высоковязких нефтей при их подготовке к транспорту и переработке: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 05.17.07 / Петрухина Наталья Николаевна; [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина]. – Москва, 2014. – 26 с.*
- Changes in hydrocarbon content of heavy oil during hydrothermal process with nickel, cobalt, and iron carboxylates / L. Foss, G. Kayukova, G. Romanov [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 169. – P. 269–276. – DOI 10.1016/j.petrol.2018.04.061. – EDN XXEVTF.*
- Превращения углеводородов тяжелой нефти Ашальчинского месторождения в условиях каталитического акватермолиза / Г.П. Каюкова, Л.Е. Фосс, Д.А. Феоктистов [и др.] // *Нефтехимия. – 2017. – Т. 57. – № 4. – С. 394–402. – DOI 10.7868/S0028242117030066. – EDN ZCRVFT.*
- Дмитриев Д.Е. *Химические превращения смол и асфальтенов тяжелых нефтей. Дис. на соискание канд. хим. наук. 02.00.13. Томск: Институт химии нефти СО РАН, 2010. 123 с.*
- Влияние катализаторов акватермолиза на внутрипластовое преобразование тяжелой высоковязкой нефти месторождения Бока де Харуко / Ф.А. Алиев, И.Ш.С. Салих, И.И. Мухаматдинов, А.В. Вахин // *Вестник Технологического университета. – 2018. – Т. 21. – № 10. – С. 46–49. – EDN YPMGWL.*

**ФАКТЫ**

**122**

Более 122 рабочих дней проработала скважина с катализатором в пятом цикле, прирост составил 33%

**KEYWORDS:** innovative technology, field development, extra-heavy oil, high-viscosity oil, thermal methods of enhanced oil recovery, cyclic steam injection method, Cuba, Boca de Jaruco fields, steam injection cycle, catalyst, steam agent, steam catalyst, Union Cuba-Neft (CUPET), catalyst cycling method.