

УДК 662.276.65

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-74-84

Научная статья

EDN: KYONWP

ПАРОТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ И ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОДЫ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ УЗБЕКИСТАНА

А.С. УШАКОВА^{1,2},
М.В. ЧЕРТЕНКОВ³

¹ РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ (МГРИ),
МОСКВА, РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

² ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА (ИПНГ)
РАН, МОСКВА, РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

³ LLC SANEG, г. Ташкент, Республика
Узбекистан

В работе описана подготовка проекта теплового воздействия (закачка пара и внутрипластовое горение) для месторождения сверхвысоковязкой нефти и битума Янги Узбекистан (вязкость более 100000 сП в поверхностных условиях). Показаны результаты экспериментов с нефтью месторождения Янги Узбекистан, фильтрационные эксперименты по закачке пара, растворителя и воздуха (труба горения) в дезинтегрированную ядровую модель месторождения. По результатам экспериментов были реализованы пилотные испытания сначала закачки пара в течение года, которая оказалась неэффективной, потом закачки воздуха. Закачка воздуха после самопроизвольного воспламенения в нескольких нагнетательных скважинах была распространена на весь опытный участок месторождения. Проект в настоящий момент находится в активной фазе, хотя эффективность воздействия внутрипластового горения на битумы спорная, а реализация проекта показала несколько неожиданных эффектов, не обнаруженных ранее для горения битумов. Например, при начальном нулевом газовом факторе добыча газа (преимущественно метана и азота) в настоящий момент растет.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: битум, высоковязкая нефть, внутрипластовое горение, циклическая закачка пара, закачка пара с растворителем, труба горения

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение нефтеотдачи пластов производится с применением различных методов: с закачкой газа

Original article

CYCLIC STEAM INJECTION AND IN-SITU COMBUSTION AS METHODS OF EXTRA-VISCOUS OIL EXTRACTION IN UZBEKISTAN

A.S. USHAKOVA^{1,2}, M.V. CHERTENKOV³

¹ RUSSIAN STATE GEOLOGICAL
EXPLORATION UNIVERSITY NAMED AFTER
S. ORDZHONIKIDZE (MGRI), MOSCOW,
RUSSIAN FEDERATION

² INSTITUTE OF OIL AND GAS PROBLEMS
(IPNG) OF THE RUSSIAN ACADEMY OF
SCIENCES, MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

³ LLC SANEG, TASHKENT, REP. UZBEKISTAN

The paper describes the preparation of a thermal impact project (steam injection and in-situ combustion) for the Yangi Uzbekistan ultra-high-viscosity oil and bitumen field (viscosity over 100,000 cP under surface conditions). The results of experiments with oil from the Yangi Uzbekistan field, filtration experiments on steam, solvent and air injection (combustion pipe) into a disintegrated core model of the field are shown. Based on the results of the experiments, pilot tests were first implemented of steam injection for a year, which turned out to be ineffective, then air injection. Air injection after spontaneous ignition in several injection wells was extended to the entire experimental section of the field. The project is currently in the active phase, although the effectiveness of in-situ combustion on bitumen is controversial, and the implementation of the project showed several unexpected effects not previously discovered for bitumen combustion. For example, with an initial zero gas factor, gas production (mainly methane and nitrogen) is currently growing.

KEYWORDS: bitumen, high-viscosity oil, in-situ combustion, cyclic steam injection, steam injection with solvent, combustion tube

рону содержания более легких компонентов и сделать ее более подвижной. Среди методов нефтеотдачи поддержание пластового давления с помощью закачки воздуха, как наиболее распространенного и доступного агента воздействия, является весьма привлекательным. Но эта технология сопряжена с определенными рисками:

- при закачке воздуха происходит окисление нефти, которое сложно контролируется и может, в зависимости от параметров закачки воздуха, свойств нефти и термобарических условий пласта, приводить либо к воспламенению нефти с выделением тепла, либо к низкотемпературному окислению с деградацией нефти, образованию тяжелых углеводородов и переходу легких углеводородов в газовую фазу.

- закачке воздуха сопутствуют высокие газовые факторы с высоким содержанием азота, а иногда и кислорода, в выходящих газах. Все эти процессы также трудно поддаются контролю и до сих пор до конца не изучены.

Закачка пара в различных конфигурациях показала более стабильный положительный эффект, чем внутрипластовое горение (ВППГ), хотя ее реализация требует больших затрат, подготовки воды, и не применима в пустынных местах в связи с отсутствием воды.

Наглядными примерами применения тепловых методов для высоковязкой нефти и битумов служат канадские месторождения. Метод внутрипластового горения (ВППГ) начал применяться в Канаде (район Атабаски) компаниями Amoco, BP, Mobil Oil Canada и другими. Около 30 проектов было запущено с начала 60-ых годов XX века. Одной из причин рассмотрения метода ВППГ для битумов была его большая экологичность по сравнению с открытым способом разработки [19].

Практически все проекты разработки битумов представляли собой периодическую закачку воздуха и воды (влажное горение) для достижения температуры 430°C, при которой битумы становятся подвижными [9]. Считалось, что при вязкости около 1000 сП необходима закачка пара до инициирования горения для создания раздренированных зон, улучшения приемистости нагнетательных скважин, создания каналов фильтрации между скважинами.

При организации ВППГ на месторождении Голден Лейк (Golden Lake) была опробована закачка воздуха на обращенном семиточечном элементе для достижения оптимального темпа закачки, обоснованного экспериментально на трубе горения. Проект оказался неэффективным из-за слишком большого темпа закачки и ранних прорывов воздуха к добывающей скважине [23].

В работе Galas С.М. и др. [14] описано чередование закачки воздуха и пара на месторождении битума Вульф Лейк (Wolf Lake) с вязкостью 100 тыс. сП. Задачей данного проекта была генерация как можно боль-

шого количества пара в пласте путем создания фронта горения и затем тушения его водой. Динамика добычи нефти показала кратное увеличение дебитов, соответствующее переходу от закачки воздуха к пару. Дебиты уменьшались до первоначальной величины за 70–90 дней от закачки воздуха до следующей закачки пара.

На месторождении битумов Атабаски Конкин (Conkin) с вязкостью 1 млн сП. была испытана технология закачки воздуха с добычей из горизонтальных скважин (Toe-to-Heel) – TNAI process [15, 16]. Иницирование горения было проведено путем закачки пара в верхнюю зону пласта, движение нефти за счет нагрева и разложения битума предполагалось сверху вниз за счет гравитационных сил. Фронт горения проходил над горизонтальной скважиной от «носки» (удаленная часть) до «пятки» (ближайшая часть к устью). Нефть вытеснялась вниз продуктами горения, которые заполняли кровлю пласта. Фронт горения при этом изолировался от добывающей скважины образовавшимся коксом, поэтому процесс должен был происходить без прорывов кислорода [10]. Экспериментальное исследование и моделирование процесса показали, что температуры 500°C достаточно для инициирования горения, ожидаемая максимальная температура на пике горения выше 600°C, на забое до 300°C, газовый фактор порядка 1000 м³/тонну [15]. В настоящий момент применение технологии TNAI резко сократилось из-за малого горизонтального охвата пласта воздействием и сложности реализации технологии горения без прорывов кислорода [20].

Закачку воздуха на месторождениях битумов особенно активно внедряли с середины 80-ых годов (Wolf Lake, Cold Lake, Fort Mc Murray, Wabasca, Peace River, Pelican River и других месторождениях Альберты). В 90-ые годы число проектов разработки битумов с закачкой воздуха резко снизилось до трех действующих проектов, что было вызвано снижением цены на нефть и объективными трудностями метода [24]. Основной проблемой при закачке воздуха в битуминозные пласты были ранние прорывы воздуха к добывающим скважинам, вызванные большой разницей в подвижностях воздуха и битума. Неоднородность фронта горения и гравитационные эффекты приводили к тому, что нижние зоны пласта оказывались неохваченными воздействием [25]. Движение фронта горения было непредсказуемым и не охватывало всего нефтенасыщенного интервала, происходило неконтролируемое повышение температуры добывающих скважин и выход их из строя за счет прорыва фронта горения. В процессе эксплуатации наблюдалась коррозия внутрискважинного оборудования, вынос механических примесей, образование стойких эмульсий, необходимость утилизации которых резко ухудшала «экологичность» проектов ВППГ. В итоге закачка пара оказалась более эффективным методом внутрипластового превращения битумов.

Закачка пара была вначале предложена как метод площадного воздействия. Для многих канадских месторождений закачка пара так же, как и горение, показала низкий охват пласта воздействием и большие непродуктивные потери пара [22]. На многих канадских месторождениях (Wolf Lake, Cold Lake, Wabasca, Pelican River) от внутрипластового горения и площадной закачки пара перешли к паротепловым обработкам скважин [13], закачке пара в горизонтальные скважины [2], чередованию пара с растворителями [17]. На месторождении Cold Lake, продуктивные пласты которого сложены несцементированным песчаником с эффективной нефтенасыщенной толщиной от 25 до 45 м, средняя пористость – 35%, проницаемость 1,5 мкм², (глубина залегания – 427–451 м, пластовая температура и давление равны 13°С и 3,1 МПа соответственно, вязкость нефти 65–100 тыс. сП, площадная закачка пара, как и внутрипластовое горение показали свою неэффективность. Локальные паротепловые обработки, начиная с 70-ых годов, были успешны и распространены на все месторождения к 1984 г. К этому моменту паротепловыми обработками были охвачены 112 скважин с плотностью сетки 1,6 га/скв, пиковой добычей нефти 2600 м³ в сут. и нефтепаровым отношением 0,38 м³/тонн пара. Суммарная нефтеотдача достигла 20%, и проект оказался рентабельным [11, 21]. Из сложностей проекта можно назвать высокие давления закачки пара (более чем на 12% превышающие давление гидроразрыва), авто-гидроразрыв пласта и прорыв пара по трещинам [21]; сложность отделения воды в продукции скважин, сложности с рециркуляцией воды и ее очисткой

Закачка пара и внутрипластовое горение были применены в разное время на месторождениях высоковязкой нефти в России и странах бывшего СССР: на месторождениях Республики Коми (Усинское, Ярегское), Сахалина (Оха, Катангли), Краснодарского края (Зыбза-Глубокий Яр, Северо-Крымское, Ахтырско-Бутундырское, Павлова Гора), Удмуртии (Гремихинское, Мишкинское), Татарстана (Мордово-Кармальское, Ашальчинское, Нурлатское), Казахстана (Кенкияк, Каражанбас), Украины (Сходница, Гнедицы, Бориславское). На некоторых из них последовательно были применены и закачка пара и закачка воздуха – это Усинское месторождение, Павлова гора, Мордово-Кармальское, Каражанбас и Сходница. Для разработки битумов эти проекты (кроме Усинского) не показательны, так как это вязкие нефти не более 1000 сП.

Для месторождений битумов эффективность теплового воздействия во многом определяется подвижностью флюидов до и после теплового воздействия, снижением плотности и вязкости, сопутствующими химическими реакциями и изменением состава битума, наличием каналов фильтрации, составом добываемой продукции. При этом говорить однозначно об

А.С. УШАКОВА, М.В. ЧЕРТЕНКОВ
ПАРОТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ И
ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОДЫ ДОБЫЧИ
СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ
УЗБЕКИСТАНА

эффективности пара по сравнению с закачкой воздуха невозможно. Зато по некоторым проектам можно судить о синергетическом эффекте от чередования закачки воздуха, пара и тепловых обработок [11, 13, 14].

Поэтому при проектировании теплового воздействия на Янги Узбекистан программа экспериментов включала: исследование состава битумов, изменение вязкости и состава от температуры, пиролиз, кинетику окисления битумов кислородом воздуха и исследования на трубе горения (для метода внутрипластового горения), воздействие пара в сочетании с растворителями и фильтрационные эксперименты (для паротеплового воздействия).

КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯНГИ УЗБЕКИСТАН

Месторождение Янги Узбекистан расположено в непосредственной близости от города Навои республики Узбекистан. Породы коллектора представлены несцементированным песчаником (частично сцементированным битумом) (рис. 1).

Впервые залежи битума на глубине от 50 до 500 м были обнаружены поисковой партией урана при исследовании геологического строения Зиятдинских гор в 1959 г. [1]. Тогда битуминозные проявления (не относящиеся к извлекаемым запасам) были обнаружены в разрезе сеноманского горизонта, толщина которого составляет от 25 до 140 м, местами горизонт выходит на поверхность, в районе месторождения Янги Узбекистан его глубина составляет в среднем 350 м.

Глубина битуминозных пластов уменьшается на юг, с 450 м в сторону от Зарафшанских гор, и местами выходит на поверхность. Битуминозные нефтенасыщенные толщины 3 пачки по 20 м, разделенные глинистыми флюидоупорами, показаны на рисунке 2. Проявления битумов, растворимых в хлороформе, пропитывают и цементируют гравелиты, обволакивают зерна кварца, заполняют каверны. Толщины битуминозных слоев достигают 5–10 м. Пластовая температура составляет 41°С, давление – 30 атм. Водонефтяной контакт горизонтальный, зональный.

В составе пластов наблюдаются преимущественно гравелиты, песчаники и алевролиты, прослои глин, кристаллы пирита (табл. 1), ниже расположен водонасыщенный пропласток. В районе выделяются пластовые и трещинные воды, относящиеся к хлоридно-сульфатно-натриевому типу со значительным содержанием магния и кальция, Ph=7,5, сухой остаток 2,4–7 г/л, т.е. воды соленые, высокоминерализованные.

Содержание битума по экстракции размолотых кернов показано в таблице 2.

После экстракции и отгонки растворителя был получен компонентный, групповой и элементный состав битумов (табл. 3, рис. 3), также зависимость вязкости



РИС. 1.

Фото характерного нефтенасыщенного керна месторождения Янги Узбекистан (с глубины 450 м)

ТАБЛИЦА 1.

Содержание минералов в образцах кернов (%)

Минерал	Содержание % масс.			
	1об	2об	3об	4об
Кварц	27	55	59	62
Микроклин	20	23	21	5
Альбит	18	10	—	2
Доломит	16	2	8	—
Кальцит	1	2	3	—
Барит	—	—	—	2
Пирит	1	—	—	1
Каолинит	4	2	2	7
Слюда	4	6	2	21
Клинохлор	9	5	—	—

ТАБЛИЦА 2.

Содержание органического вещества в размолотых образцах

Содержание органического вещества в размолотых образцах, %			
1об	2об	3об	4об
0,94	0,65	2,76	3,98

ственном режиме дебит скважин равен нулю, газовый фактор также отсутствует. Поверхностная добыча битумов ведется карьерным способом в Узбекистане там, где битуминозные пласты выходят на поверхность. Поэтому единственным способом добычи может быть применение тепловых методов, таких как закачка пара либо воздуха.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАКАЧКИ ПАРА И ВОЗДУХА

Эксперименты по закачке пара и воздуха были проведены в Казанском федеральном университете, на фильтрационной установке и трубе горения. Для экспериментов использовались образцы кернов цельные и дезинтегрированные. Выпиленные цилиндрические керны внутри фильтрационной установки дополнительно уплотнялись дезинтегрированным керном. В обоих случаях поддерживались пластовые температура и давление.

Закачка пара велась при температуре 200°C и максимальной депрессии 140 атм. Добычи битума практически не наблюдалась, кроме нефтяной пленки, выходящей вместе с водой. В процессе закачки существенно падала проницаемость, предполагалось, что происходит набухание глин, хотя глинистая составляющая в керне очень небольшая и более вероятно, что происходила блокировка каналов эмульсиями нефти в воде (рис. 5). Для повышения эффек-

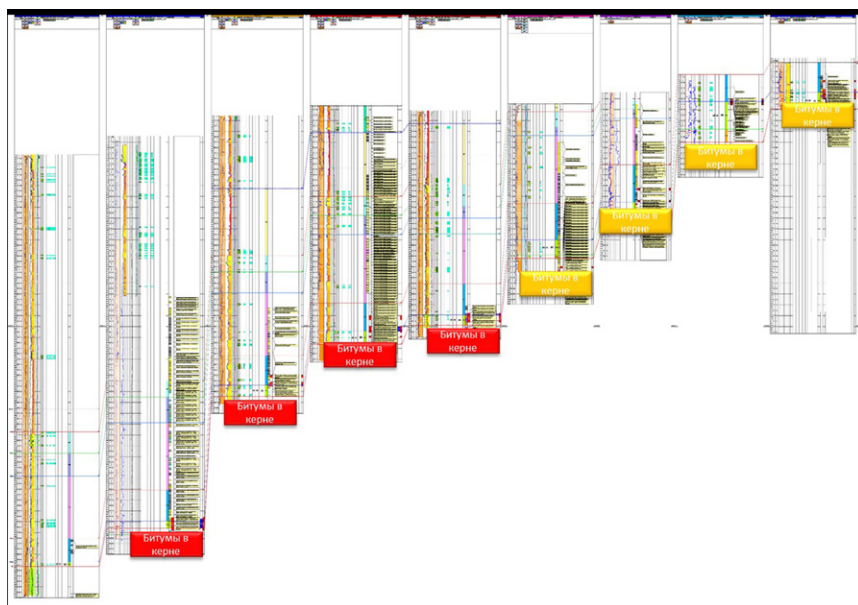


РИС. 2.

Погружение регионального сеноманского (частично альбского) разреза в сторону от Зарафшанских гор с проявлением нефтенасыщенного (красный) и не нефтенасыщенного (желтый) битумов

от температуры (рис. 4). Нефть Янги Узбекистан является характерным представителем высокосернистой сверхвязкой нефти.

Достаточно сложно было определить пористость пород из-за того, что большинство из них были сцементированы неподвижным в поверхностных условиях битумом. Пористость составляет от 7 до 28% по кернам после экстракции. Оценочная проницаемость составляет 1,5–2 Дарси.

Извлечение битуминозной нефти с глубины 350–450 м оказалось сложной задачей. Так как на есте-

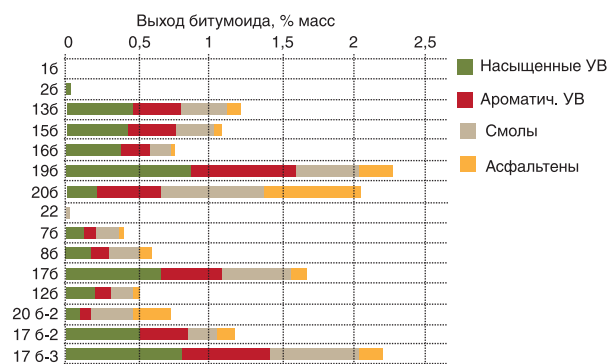


РИС. 3.

Выход битумоидов из образцов кернов Янги Узбекистан и их компонентный состав

ТАБЛИЦА 3.

Показатели качества обезвоженной нефти с отогнанным растворителем

№	Наименование показателя	Значение
1	Плотность при 20°C, кг/м³	1051,1
2	Плотность при 50°C, кг/м³	1047,3
3	Вязкость при 50°C, сПз (оценочно) Содержание общей серы, % масс.	6117 7,11
4	Температура вспышки, °C	58
5	Температура застывания	35
6	Содержание воды, % масс.	0,01
7	Коксуемость по Конрадсону, % масс.	18,2
8	Фракционный состав, % об. – температура начала кипения, °C – 5% выкипает при температуре, °C – 10% выкипает при температуре, °C – температура конца кипения, °C – выход, % об.	118 159 256 327 17
9	Содержание механических примесей, % масс	0,41
10	Содержание металлов, % масс. Содержание металлов, ppm – ванадий (V) – никель (Ni) – железо (Fe) – кальций (Ca) – марганец (Mn) – медь (Cu) – цинк (Zn) – алюминий (Al) – натрий (Na) – кремний (Si) – титан (Ti)	0,029 0,003 0,022 0,179 0,004 0,001 0,001 0,016 0,004 0,018 0,002
11	Элементный состав, % масс C H N S O	80,93 10,78 0,38 7,11 0,8
12	Групповой химический анализ остатка 327 °C +, % масс: – Парафино-нафthenовые у/в – Сумма ароматических у/в – Сумма смол – Асфальтены	16,2 59,9 18,6 5,3

А.С. УШАКОВА, М.В. ЧЕРТЕНКОВ
ПАРОТЕПЛОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ И
ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОДЫ ДОБЫЧИ
СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ
УЗБЕКИСТАНА

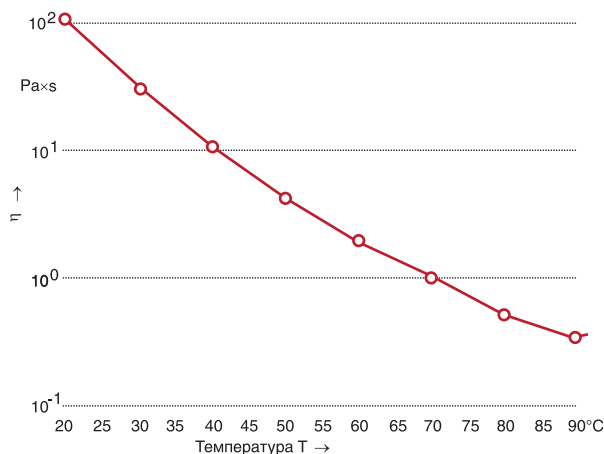


РИС. 4.

Зависимость вязкости нефти (извлеченной из керна экстракцией толуола после отгонки растворителя) от температуры

тивности воздействия закачка пара производилась циклами, далее температура была увеличена до 250°C, кроме того, было предложено попеременно качать пар и растворитель (толуол) циклами по 50 мл (рис. 6).

Эксперименты с чередующейся закачкой пара и толуола (рис. 6) позволили увеличить количество нефти в добываемой продукции и снизить депрессию (повысить проницаемость модели по пару). Тем не менее, уже на стадии экспериментов было показано, что пар не позволяет сделать достаточно подвижной битуминозную нефть для эффективного ее извлечения. Коэффициент извлечения нефти достиг 31% при закачке пара 200°C, потом еще 9% при закачке пара 250°C и дополнительно 38% при периодической закачке толуола.

Для закачки воздуха также использовались керны месторождения Янги Узбекистан с уплотнением их размолотой породой. Труба горения, на которой были проведены эксперименты, также находится в Казанском федеральном университете, длина модели – 1м, предел температуры и давления – 1500°C и 10 МПа соответственно.

Инициирование горения было проведено путем электрического нагрева первой секции трубы до 200°C, далее процесс шел самопроизвольно, показал высокую скорость и эффективность. Температура зоны горения достигалась поочередно и равномерно, что говорит о равномерном продвижении фронта горения. Максимальное значение температуры фронта – 700°C, перепад давления в модели – 5,2 МПа (рис. 7). В выходящих газах доля углекислого газа составила 15–20% об., угарного газа – от 10 % об. в начале процесса горения и до 2–3% после установления постоянной температуры фронта. Также процесс горения позволил достичь эффективности вытеснения 80%, проницаемость модели увеличилась в 4 раза.

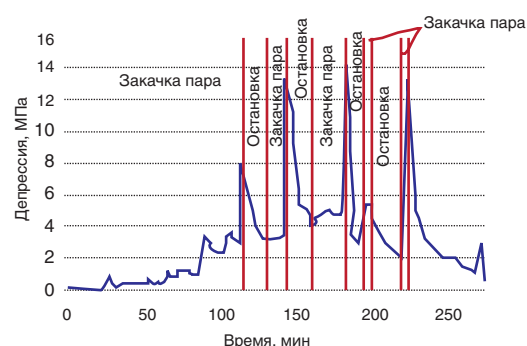
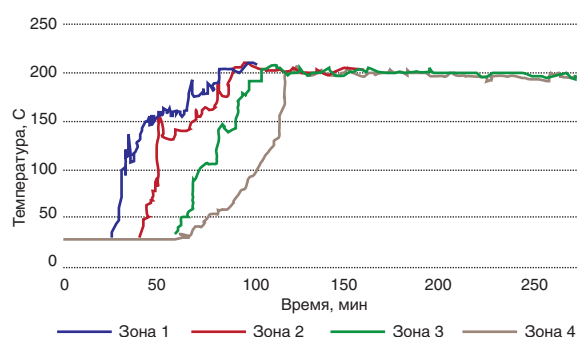


РИС. 5.

Температура и давление в ходе циклической закачки пара в керновую модель

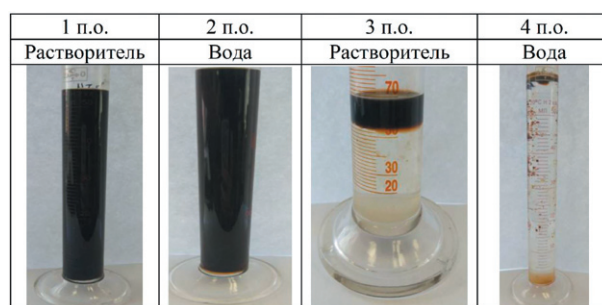
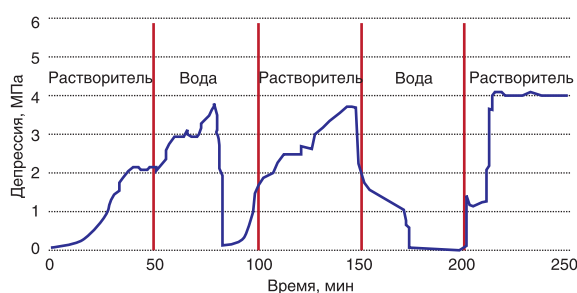


РИС. 6.

Давление и вид извлекаемой воды с нефтью в ходе циклической закачки пара и растворителя в керновую модель

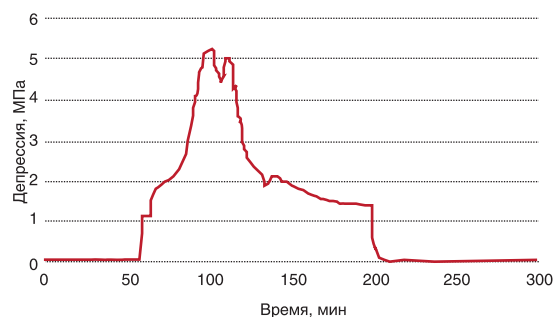
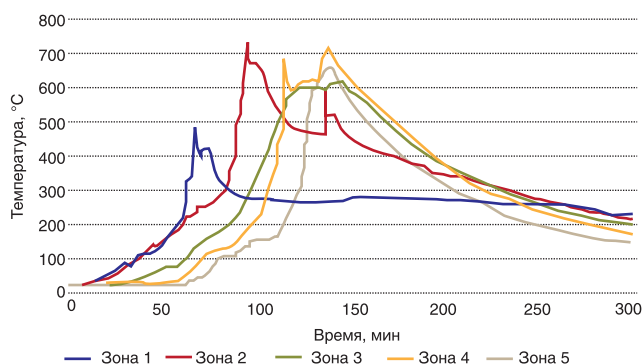


РИС. 7.

Движение фронта горения: температурные профили и перепад давления от времени

ПРОМЫСЛОВЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ ПО ЗАКАЧКЕ ПАРА И ВОЗДУХА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЯНГИ УЗБЕКИСТАН

Закачка пара была проведена в 2023 г. на двух кустах скважин месторождения. Для этого использовались две парогенераторные установки компаний BYIS и O'NEILL. Парогенераторные установки работали на метане, закачка газов горения также велась в пласт вместе с паром. Участки были оборудованы: установ-

кой водоподготовки ХВО; газопроводом 168 мм длиной 1,2 км; емкостями для воды V-30 м³ (4 ед.); была протянута ЛЭП от цементного завода 10,7 км; произведена обвязка устья 9-ти скважин. Опытный участок закачки пара, в момент разбуривания его легкими самоходными буровыми станками, и парогенераторная установка показаны на рисунке 8.

Первые циклы закачки пара с продуктами горения проводились на режиме циркуляции при температуре

175°C с целью прогрева призабойной зоны скважин. Далее проводились циклы закачки пара, выдержки и отбора нефти в режиме huff-and-puff, технология, описанная в работе Lebel J.P., Moriyama R.T. [21].

Закачка пара продолжалась в течение 6 месяцев, наиболее оптимальные циклы закачки и отбора были установлены к маю 2024 г. (по две недели закачка и отбор и неделя выдержки). Приемистость по пару была стабильной, 5 МПа, возможно пар частично уходил в нижний водоносный горизонт. Пар показал очень низкую эффективность. Так после сепарации было получено всего 9,5 т товарной нефти (параметры закачки пара показаны в табл. 4).

Так, как экспериментальные исследования показали, что растворитель может существенно (почти в два раза) увеличить добычу нефти при закачке пара, был подобран растворитель для совместной закачки с паром. С целью подбора растворителя в период с 14.09.2022 г. по 15.09.2022 в промысловой лаборатории ОПУ «Янги Узбекистан» было проведено тестирование депрессорной присадки комплексного действия «Сонпар-5601 марка А», предназначенной для снижения температуры застывания нефти. Для тестирования пробы битума и доведения его до жидкого состояния перед дозированием реагента битум нагревали до 80°C, после чего оставляли для остывания и определения подвижности. Наиболее эффективная дозировка реагента составила 5000 г/тонну битума,

А.С. УШАКОВА, М.В. ЧЕРТЕНКОВ
ПАРОТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ И
ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОДЫ ДОБЫЧИ
СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ
УЗБЕКИСТАНА

при этом проба остается в жидком состоянии и сохраняет текучесть. Данная присадка «СОНПАР 5601» была протестирована после закачки пара в скважину № 36/42 в количестве 1 тонны с продавкой в пласт горячей водой и с последующим возобновлением закачки пара. Эффективность ее не была подтверждена, добыча нефти не увеличилась, из чего был сделан вывод, что присадка, смешивающаяся в лабораторных условиях, не смогла перемешаться с битумом и эффективно на него воздействовать в пористой среде.

Параллельно с двумя опытными участками закачки пара велись работы по организации закачки воздуха для инициирования внутривластового горения на 36-ом кусте скважин. Технически закачка воздуха в пласт была организована с использованием имеющихся в наличии китайских компрессоров ADEKOM, развивающих максимальное рабочее давление 5,0 МПа и обеспечивающих подачу 36 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Отсутствие возможности регулирования подачи компрессора обусловило организацию с выделением этапов при обустройстве опытного участка. Поскольку приемистость скважин по воздуху при давлении нагнетания 5,0 МПа колебалась от 2,5 до 3,5 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, до полного обустройства на опытном участке воздухопроводов высокого давления к 9 нагнетательным скважинам избыточное количество воздуха приходилось сбрасывать на свечу рассеивания, поэтому общее количество закаченного в пласт воздуха учитывалось приблизительно.



РИС. 8.

Фотографии разбуривания опытного участка месторождения Янги Узбекистан с помощью легких самоходных станков и парогенераторная установка

ТАБЛИЦА 4.

Сводная информация о закачке пара на месторождении Янги Узбекистан

Параметры закачки пара	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Итого 2024
Рср [атм]	52,2	62,1	55,6	58,1	51,8	43,1	46,0	52,7
Тср [°C]	260,6	271,5	269,0	266,1	259,0	248,7	254,8	261,4
Qп [тонн]	2141,5	2775,5	3729,8	3403,3	3082,6	2902,4	581,1	18616,2
Добыча Qж [м³]	214,2	285,4	726,5	643,9	424,9	272,8	52,6	2620,4
Добыча [тонн]	1,1	1,5	5,1	0,9	0,6	0,3	0,0	9,5

Закачка воздуха в продуктивный пласт месторождения Янги Узбекистан была начата в первых числах октября 2023 г. В качестве реагирующих были определены все добывающие скважины куста 36 (рис. 9). По ним регулярно проводились замеры содержания дымовых газов с целью определения момента образования очага горения в пласте.

Через 180 дней без каких-либо мероприятий по инициированию горения был зафиксирован рост температуры с 44°C до 129°C (скв. 36/53), до 91°C (скв. 36/27) и до 51°C (скв.), т. обр. одновременно начали развиваться 3 очага внутрипластового горения. К этому моменту давление равнялось 48,8 атм, расход – 680 м³/ч. Накопленная закачка (примерно) 3011 тыс нм³.

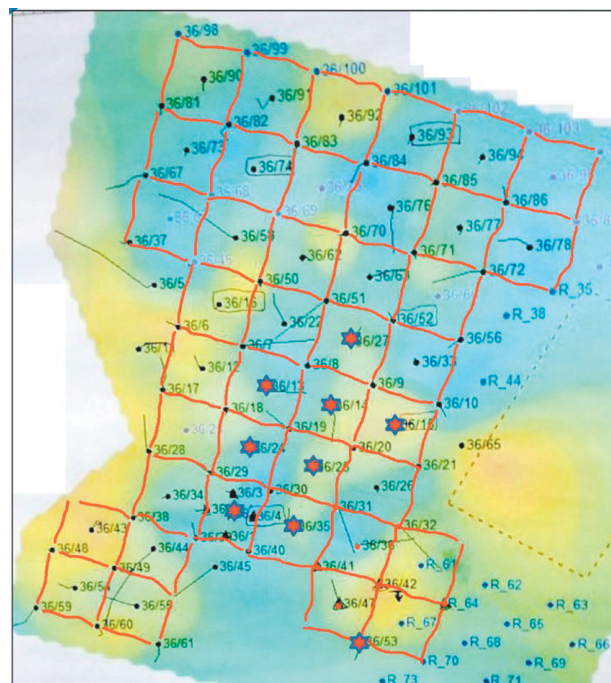


РИС. 9.

Опытный участок 36. Звездочками показаны нагнетательные скважины под закачку воздуха

ТАБЛИЦА 5.

Состав добываемого газа на 10.06.2024 на участке ВПГ

Скважина	Метан [мол%]	CO ₂ [мол%]	Кислород [мол%]	Азот [мол%]
36/64	33,79	5,5	1,68	60,7
36/42	38,38	3,51	7,8	58,1
36/32	42,06	2,04	15,6	55,9
36/47	47,02	0,18	20,8	52,8

Такая продолжительность периода индукции (скрытого периода окисления нефти без проявления каких-либо признаков горения) характерна для цепных реакций начального периода [3]. Методика определения периода индукции для окисления нефти в нефтяном пласте подробно описана в работах [3–5], и ее применимость для тяжелой и легкой нефти в работах [6, 26]. В случае применения данной методики к параметрам месторождения Янги Узбекистан период индукции насчитывает около 200 дней и соответствует полученному в промысловых условиях времени воспламенения.

После начала процесса горения был зафиксирован в добывающих скважинах углекислый газ, позже в составе добываемого газа возросла концентрация метана. Таким образом, выход газообразных углеводородов за счет окисления битума, а также за счет появления газов горения в смеси с азотом и CO₂ позволил части углеводородов переходить в газовую фазу [12], что в дальнейшем может привести к улучшению свойств битумов и добычи жидких фракций [21–23]. На сегодняшний момент жидких углеводородов в добывающих скважинах участка внутрипластового горения не зафиксировано.

ВЫВОДЫ

На сегодняшний день на месторождении Янги Узбекистан не определена технология рентабельного извлечения битуминозной нефти, так как и закачка пара, и внутрипластовое горение не сделали данную нефть подвижной. До сих пор ведутся исследования, направленные на рентабельную скважинную добычу битумов. В данном случае результаты закачки воздуха показывают, что есть возможность получать газообразные углеводороды, как результат газового воздействия, совместно с горением битума (как результат выделения CO₂ и его воздействие на тяжелые углеводороды). Поиск технологии разработки битумов вязкостью более 10000 сП, как и рентабельной разработки сланцев до сих пор остается вызовом для мировой и отечественной науки.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы благодарят Казанский федеральный университет, лабораторию внутрипластового горения, промышленную лабораторию ОПУ «Янги Узбекистан» за проведенные лабораторные исследования и АО «Опытный завод Нефтехим» за предоставленные депрессорные присадки.

Данная статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН, тема 125020501405-1 «Создание новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе системного подхода к изучению и моделированию полного жизненного цикла нефтегазовых месторождений».

ЛИТЕРАТУРА

1. ГЛУШКОВСКАЯ Д.И., КРЫЛОВ О.Г., ГАЗИЕВ А.И. Отчет Зиатдинской поисковой партии Краснохолмской экспедиции 1959 года. Книга 1. Геологическое строение района. Министерство Геологии и Охраны недр СССР. Краснохолмская экспедиция г. Ташкент. 1959. 83 с.
2. ТАБАКОВ В.П., МАЛОФЕЕВ Г.Е., ГУРОВ Е.И. Термощахтная разработка нефтяных и битумных месторождений. М.: ОАО "ВНИИнефть". 2010. 406 с.
3. УШАКОВА А.С. Исследование окисления нефти на породе по результатам кинетических экспериментов для проектов закачки воздуха // Вестник кибернетики. 2015. № 4 (20). С. 105–111.
4. УШАКОВА А.С. Описание воспламенения и низкотемпературного окисления нефти в пласте в рамках радикально-цепного механизма // Нефтепромышленное дело. 2023. № 6;(654). С. 50–58.
5. УШАКОВА А.С., ЗАЦЕПИН В.В. Модель реакций окисления нефти с учетом радикально-цепного механизма // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2018. № 12. С. 50–53.
6. УШАКОВА А.С., МИХАЙЛОВ Н.Н., ГИЛЬМАНОВА Р.Х. Термогеохимические критерии применимости закачки воздуха в пласт для разработки нефтяных месторождений // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2023. №3(135), С. 58–68.
7. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., АББАСОВ Г.М., ОМРАНИ А. Газодинамическая десорбция газа в условиях внутривластовой генерации диоксида углерода // Вестник РАЕН. 2010. Т. 10. № 1. С. 25–28.
8. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., JIANG R., ВАКНТИЯРОВ S. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутривластовой генерации CO₂ // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90–95.
9. ADEGBERSAN O.K. Kinetic Study of Low Temperature Oxidation of Athabasca Bitumen: Ph.D. Thesis University of Calgary. Alberta. 1982. 244 p.
10. AYASSE C., BLOOMER C., LYNGBERG E., BODDY W., DONNELLY J., GRAVES M. First field pilot of the THAI process. Canadian International Petroleum Conference, June 7–9, 2005. Calgary, Alberta, 2005. PETSOC-2005-142.
11. BUCKLES R.S. Steam Stimulation Heavy Oil Recovery at Cold Lake, Alberta SPE 7994, Presented at the California Regional Meeting of SPE, Ventura, CA. April 1979. 23 p.
12. EVSEEVA M.Y., BRUSILOVSKY A.I., SHAYMARDANOV M.M., USHAKOVA A.S., VOLOKITIN Y.E. The analytical basis for acceptability appraisal of the high pressure air injection for West Siberian oil fields Society of Petroleum Engineers –SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012. 2012. С. 2435–2472.
13. FAROUQ ALI S.M. Current status of steam injection as a heavy oil recovery method // J. of Can. Petrol. Technol. 1974. V. 13. № 1. P. 54–68.
14. GALAS C.M., EJIUGU G.C., DONNELLY J.K. Fluid and heat movement during in-situ combustion in a channeled reservoir // J. of Can. Petrol. Technol. 1991. Vol. 30. №03. P. 41–48.
15. GRAVES M., OSINDERO A., RATHBONE R.R. Influence of Reservoir Rock and Fluids on Crude Oil Oxidation Using ARC // Chemical Engineering Research and Design. 2000. Vol. 78. №5. P. 715–720.
16. GRAVES M., AL-SHAMALI O. In situ combustion process using horizontal wells // J. of Can. Petrol. Technol. 1996. Vol. 35. №4. P. 49–55.
17. GUNTIS M. CO₂ miscible, steam dominate enhanced oil recovery processes // Oil and Gas Journal. 2010. April 19. P. 36–40.
18. GUMERSKY KH.KH., DZHAFAROV I.S., SHAKHVERDIEV A.KH., MAMEDOV YU.G. In-situ generation of carbon dioxide: new way to increase oil recovery // Proceedings of the European Petroleum Conference. European Petroleum Conference (EUROPEC). Paris, France, 2000. С. 499–504.
19. JENKINS G.R., KIRKPATRICK J.W. Twenty years' operation of an in-situ combustion project // J. of Can. Petrol. Technol. 1979. Vol. 18. №1. P. 60–66.
20. JINZHONG L., WENLOMG G., YONGBIN W., BOJUN W., JIHONG H. Combustion Front Expanding Characteristic and Risk Analysis of THAI Process. International Petroleum Technology Conference, March 26–28, 2013. Beijing, China, 2013. IPTC-16426-MS.
21. LEBEL J.P., MORIYAMA R.T. History Match a Mature Cyclic Steam Stimulation Process at Cold Lake SPE 37549, SPE International Thermal Operations & Heavy Oil Symposium, Bakersfield, California. 10–12 February 1997. 19 p.
22. MOORE R.G., BELGRAVE J.D.M., URSENBACH M.G., LAURESHEN C.J., MEHTA S.A., GOMEZ P.A., JHA K.N. In situ combustion performance in steam flooded heavy oil cores // J. of Can. Petrol. Technol. 1999. Vol. 38. № 13. P. 1–9.
23. MOORE R.G., LAURESHEN C.J., MEHTA S.A., URSENBACH M.G. Observation and Design Considerations for In Situ Combustion Projects // J. of Can. Petrol. Technol. 1997. Vol. 38. №13. P. 97–100.
24. MOORE R.G., LAURESHEN C.J., URSENBACH, MEHTA S.A., BELGRAVE J.D.M. A Canadian Perspective on In Situ Combustion // J. of Can. Petrol. Technol. 1999. Vol. 38. №13. P. 1–8.
25. SHEN C. Limitations and Potentials of In-Situ Combustion Processes for Heavy Oil Reservoirs. Canadian International Petroleum Conference, June 11–13, 2002. Calgary, Alberta, 2002. PETSOC-2002-217.

26. USHAKOVA A.S., ZATSEPIN V.V., KHEKHAL M.A., VAKHIN A.V., GILMANOVA R.KH. A new approach to ignition time prediction in crude oil oxidation using PDSC. *Fuel*. 2023. 353. 128940

REFERENCE

1. GLUSHKOVSKAYA D.I., KRYLOV O.G., GAZIYEV A.I. Report of the Ziatdinskaya search party of the Krasnokholmskaya expedition of 1959. Book 1. Geological structure of the region. USSR Ministry of Geology and Mineral Resources Protection. Krasnokholmskaya expedition, Tashkent. 1959:83. (In Russian).
2. TABAKOV V.P., MALOFEEV G.E., GUROV E.I. Thermal shaft development of oil and bitumen deposits. Moscow: JSC "VNIIneft". 2010:406. (In Russian).
3. USHAKOVA A.S. Study of oil oxidation on rock based on the results of kinetic experiments for air injection projects. *Vestnik kibernetiki*. 2015;4;(20):105–111. (In Russian).
4. USHAKOVA A.S. Description of ignition and low-temperature oxidation of oil in the reservoir within the framework of the radical-chain mechanism. *Neftpromyslovoye delo*. 2023;6;(654):50–58. (In Russian).
5. USHAKOVA A.S., ZATSEPIN V.V. Model of oil oxidation reactions taking into account the radical-chain mechanism. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*. 2018;12:50–53. (In Russian).
6. USHAKOVA A.S., MIKHAILOV N.N., GILMANOVA R.KH. Thermogeochemical criteria for the applicability of air injection into the formation for the development of oil fields. *Oborudovaniye i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2023;3;(135):58–68. (In Russian).
7. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., ABBASOV G.M., OMRANI A. Gas-dynamic gas desorption under conditions of in-situ generation of carbon dioxide. *Vestnik RAYEN*. 2010;10;(1):25–28. (In Russian).
8. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., JIANG R., BAKHTIYAROV S. Highly efficient technology for enhancing oil recovery and intensifying oil production based on in-situ generation of CO₂. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014;5:90–95. (In Russian).
9. ADEGBERSAN O.K. Kinetic Study of Low Temperature Oxidation of Athabasca Bitumen: Ph.D. Thesis University of Calgary. Alberta. 1982:244.
10. AYASSE C., BLOOMER C., LYNGBERG E., BODDY W., DONNELLY J., GRAVES M. First field pilot of the THAI process. Canadian International Petroleum Conference, June 7–9, 2005. Calgary, Alberta, 2005. PETSOC-2005-142.
11. BUCKLES R.S. Steam Stimulation Heavy Oil Recovery at Cold Lake, Alberta SPE 7994, Presented at the California Regional Meeting of SPE, Ventura, CA. April 1979:23.
12. EVSEEVA M.Y., BRUSILOVSKY A.I., SHAYMARDANOV M.M., USHAKOVA A.S., VOLOKITIN Y.E. The analytical basis for acceptability appraisal of the high pressure air injection for West Siberian oil fields Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012. 2012:2435–2472.
13. FAROUQ ALI S.M. Current status of steam injection as a heavy oil recovery method. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1974. V. 13. № 1. P. 54–68.
14. GALAS C.M., EJIUGU G.C., DONNELLY J.K. Fluid and heat movement during in-situ combustion in a channeled reservoir. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1991;30;(03):41–48.
15. GRAVES M., OSINDERO A., RATHBONE R.R. Influence of Reservoir Rock and Fluids on Crude Oil Oxidation Using ARC. *Chemical Engineering Research and Design*. 2000;78;(5):715–720.
16. GRAVES M., AL-SHAMALI O. In situ combustion process using horizontal wells. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1996;35;(4):49–55.
17. GUNTIS M. CO₂ miscible, steam dominate enhanced oil recovery processes. *Oil and Gas Journal*. 2010. April 19. P. 36–40.
18. GUMERSKY KH.KH., DZHAFAROV I.S., SHAKHVERDIEV A.KH., MAMEDOV YU.G. In-situ generation of carbon dioxide: new way to increase oil recovery. Proceedings of the European Petroleum Conference. European Petroleum Conference (EUROPEC). Paris, France, 2000:499–504.
19. JENKINS G.R., KIRKPATRICK J.W. Twenty years' operation of an in-situ combustion project. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1979;18;(1):60–66.
20. JINZHONG L., WENLOMG G., YONGBIN W., BOJUN W., JIHONG H. Combustion Front Expanding Characteristic and Risk Analysis of THAI Process. International Petroleum Technology Conference, March 26–28, 2013. Beijing, China, 2013. IPTC-16426-MS.
21. LEBEL J.P., MORIYAMA R.T. History Match a Mature Cyclic Steam Stimulation Process at Cold Lake SPE 37549, SPE International Thermal Operations & Heavy Oil Symposium, Bakersfield, California. 10–12 February 1997:19.
22. MOORE R.G., BELGRAVE J.D.M., URSENBACH M.G., LAURESHEN C.J., MEHTA S.A., GOMEZ P.A., JHA K.N. In situ combustion performance in steam flooded heavy oil cores. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1999;38;(13):1–9.
23. MOORE R.G., LAURESHEN C.J., MEHTA S.A., URSENBACH M.G. Observation and Design Considerations for In Situ Combustion Projects. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1997;38;(13):97–100.
24. MOORE R.G., LAURESHEN C.J., URSENBACH, MEHTA S.A., BELGRAVE J.D.M. A Canadian Perspec-

- tive on In Situ Combustion. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1999;38;(13):1–8.
25. **SHEN C.** Limitations and Potentials of In-Situ Combustion Processes for Heavy Oil Reservoirs. Canadian International Petroleum Conference, June 11–13, 2002. Calgary, Alberta, 2002. PETSOC-2002-217.
26. **USHAKOVA A.S., ZATSEPIN V.V., KHEKHAL M.A., VAKHIN A.V., GILMANOVA R.KH.** A new approach to ignition time prediction in crude oil oxidation using PDSC. *Fuel*. 2023. 353. 128940.

А.С. УШАКОВА, М.В. ЧЕРТЕНКОВ
ПАРОТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ И
ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОДЫ ДОБЫЧИ
СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ
УЗБЕКИСТАНА

Ушакова Александра Сергеевна,
д.т.н., профессор кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе, г.н.с. Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук

☎ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, Miklukho-Maklaya st., 23,
тел.: +7 (903) 230-86-41, e-mail: paravoz-s@yandex.ru

Чертенков Михаил Васильевич,
к.т.н., заместитель Генерального директора по добычи высоковязкой нефти LLC «Sanoat Energetika Guruhi (Saneg)» Узбекистан,

☎ 100000 Ташкент, пр-т Бунёдкор, д. 47,
100000 Tashkent, Bunyodkor Ave., 47,
тел.: +99878-150-00-57, e-mail: mdavil67@gmail.com