

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.193-214>

EDN XWIPST

УДК 622.276.65

Актуальные решения для тепловой обработки призабойной зоны скважины для месторождений высоковязких нефтей

Шагеев А.Ф., Долгих С.А., Милютина В.А., Минекаева Д.Р.

Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казань, Россия

Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», Казань, Россия

Actual solutions for implementing thermal effects on the bottomhole zone of the well for high viscosity oil fields

A.F. Shageev, S.A. Dolgih, V.A. Milyutina, D.R. Minekaeva

“Kazan (Volga Region) Federal University”, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan, Russia

World-class Research Center «Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves», Kazan, Russia

E-mail: mom500090@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены актуальные тепловые способы разработки месторождения высоковязкой нефти на примере месторождения Жыланкабак. Описана подборка ряда тепловых ОПЗ, включающих электротепловые и паротепловые обработки. В условиях осложненной эксплуатации месторождения, а именно отсутствия постоянного источника воды и линий электропередач наиболее оптимальным был предложен способ разогрева призабойной зоны скважины твёрдотопливным нагревателем. Принцип работы твёрдотопливного нагревателя основан на использовании реагентов внутри реактора, которые вступают в экзотермическую реакцию при взаимодействии друг с другом. Технология твердотопливного нагревателя позволяет контролировать время запуска данной реакции. В ходе реакции выделяется большое количество горячих газов, которые способствуют повышению давления, прогреву призабойной зоны скважины и очистке от асфальтено-смоло-парафиновых отложений ствола скважины. Пред-

ставлены схема устройства твердотоплевого нагревателя и результаты опытно-промышленных испытаний на месторождении Жыланкабак. По результатам испытаний данное устройство успешно себя показало и было рекомендовано к использованию в условиях, схожих с описанным месторождением.

Ключевые слова: *методы увеличения нефтеотдачи, месторождения высоковязкой нефти, тепловые методы, электротепловые методы, асфальтено-смоло-парафиновые отложения, призабойная зона пласта, осложненные условия разработки, твердотопливный нагреватель, широкие фракции легких углеводородов, термогазохимическое воздействие*

Для цитирования: Шагеев А.Ф., Долгих С.А., Милютин В.А., Минекаева Д.Р. Актуальные решения для тепловой обработки призабойной зоны скважины для месторождений высоковязких нефтей // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 193-214. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.193-214>. - EDN XWIPST

Abstract. The article discusses current thermal methods for developing a high-viscosity oil field using the example of the Zhylankabak field. A selection of a number of thermal EORs, including electrothermal and thermal steam treatments, is described. In conditions of complicated exploitation of the field, namely the absence of a constant source of water and power lines, the most optimal method was proposed for heating the bottomhole zone of the well with a solid fuel heater. The operating principle of a solid fuel heater is based on the use of reagents inside the reactor, which enter into an exothermic reaction when interacting with each other. Solid fuel heater technology allows you to control the start time of this reaction. During the reaction, a large amount of hot gases are released, which contribute to an increase in pressure, heating of the bottomhole zone of the well and cleaning of asphaltene-resin-paraffin deposits from the wellbore. A diagram of the design of a solid fuel heater and the results of pilot field tests at the Zhylankabak field are presented. Based on the test results, this device showed itself successfully and was recommended for use in conditions similar to the described field.

Keywords: *enhanced oil recovery methods, high-viscosity oil fields, thermal methods, electrothermal methods, asphaltene-resin-paraffin deposits, bottomhole formation zone, complicated development conditions, solid fuel heater, wide fractions of light hydrocarbons, thermochemical effects*

For citation: A.F. Shageev, S.A. Dolgih, V.A. Milyutina, D.R. Minekaeva Aktual'nyye resheniya dlya teplovoy obrabotki prizaboynoy zony skvazhiny dlya mestorozhdeniy vysoko-vyazkikh neftey [Actual solutions for implementing thermal effects on the bottomhole zone of the well for high viscosity oil fields]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(37), 2024. pp.193-214. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.193-214>. EDN XWIPST (in Russian)

Разработка месторождений трудноизвлекаемых углеводородов играет важную роль в обеспечении энергетической безопасности государства. В условиях нестабильности на мировых энергетических рынках, наличие собственных технологических решений, позволяющих эффективно извлекать запасы трудноизвлекаемых углеводородов, является ключевым фактором, который позволяет быть независимыми от импорта энергетических ресурсов и технологий. Это позволяет гарантировать стабильность энергоснабжения и поддерживать экономический рост [1-4].

Разработка месторождений трудноизвлекаемых углеводородов стимулирует технологический прогресс в отрасли. Для извлечения этих ресурсов требуются разработка новых инновационных технологий, или масштабное модернизирование уже существующих.

Однако, на сегодняшний день российский и зарубежный опыт разработки месторождений высоковязкой нефти (ВВН) и сверхвязкой нефти (СВН) демонстрирует количественное и качественное преимущество тепловых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [5-12].

Перспективным направлением является не только прогрев пласта, но и использование энергии теплоносителя для интенсификации других видов воздействия. Представляется также более точным применение в этом случае и другой терминологии, а именно: вместо «термическое» — «тепло-физико-химическое» воздействие на пласт.

На данный момент для улучшения показателей добычи на месторождениях битумов существует множество устройств, спускаемых в скважину как для обработки призабойной зоны пласта для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), так и для разогрева призабойной зоны пласта (ПЗП) в целях снижения вязкости нефти и увеличения дебита скважины. Одним из решений в области подобных устройств стал твердотопливный теплогазогенератор (ТТН), разработанный на базе Казанского (При-

волжского) Федерального Университета. Технология отличается конструктивно от подобных механизмов, ее преимущества состоят в эффективности наряду с дешевизной применения в сравнении с закачкой воздуха или методами, предусматривающими поддержание температуры за счет электропрогрева. Кроме того, коэффициент полезного действия (КПД) твердотопливных теплогенераторов всегда отличался высокими показателями, в отличие от электрических нагревателей. ТТН благодаря экзотермическим химическим реакциям в основе работы, имеет намного меньшую зависимость от глубины залегания пластов (единственным аспектом здесь будет являться мощность компрессора для закачки воздуха, необходимого для запуска реакции).

В данной статье, к примеру использования такого ТТН предложено месторождение Жыланкабак. Параметры месторождения описаны далее.

Нефть месторождения Жыланкабак относится к высоковязким (Табл. 1). Естественные изотермические условия практически не обеспечивают необходимой подвижности этой нефти во время фильтрации по пласту и притока в скважины. Применение различных вытеснителей (холодная вода, воздух, газ и др.) в таком случае не даёт желаемого эффекта, т.к. вследствие высоких вязкостных соотношений происходит прорыв вытесняющих агентов и резко снижается эффективность разработки месторождений. Иногда при сверхвязких нефтях (100 мПа*с и более) затруднительно нагнетать рабочие агенты в пласт [13].

Таблица 1

Параметры нефти месторождения Жыланкабак

Вязкость (при 20°C)	650,000 мПа*с
Плотность в поверхностных условиях	0,913 т/м ³

Зависимость изменения вязкости нефти в пластовых условиях от температуры для условий месторождения Жыланкабак представлена графиком (Рис. 1).

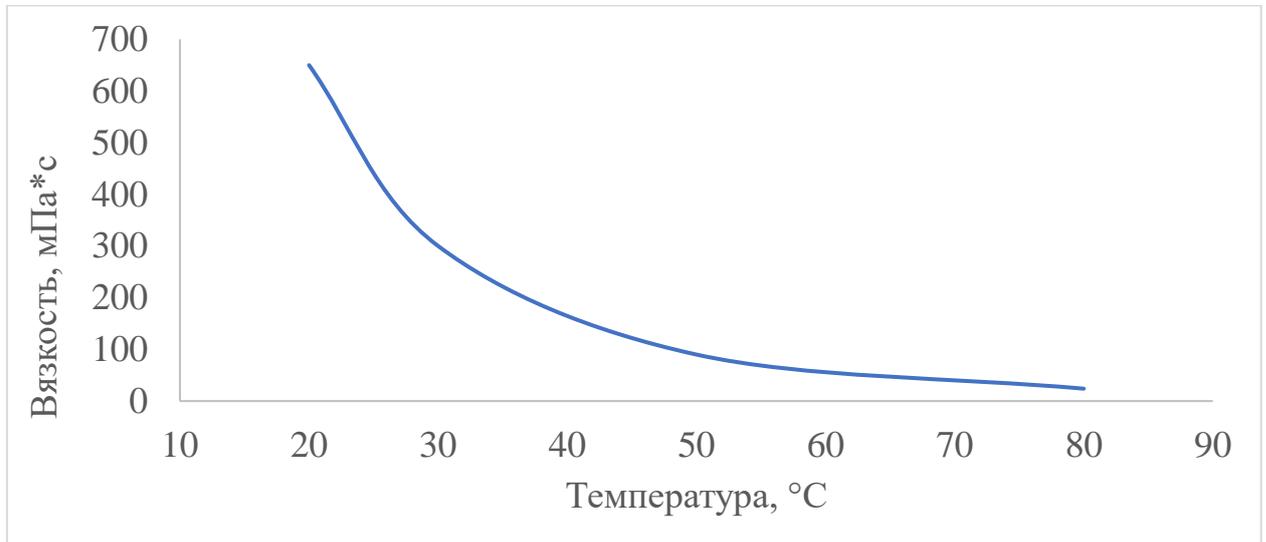


Рис. 1. Зависимость вязкости нефти от температуры в условиях пластовых давлений месторождения Жыланкабак

Результаты расчёта потенциального возможного дебита жидкости на одну скважину по месторождению Жыланкабак в зависимости от изменения вязкости нефти, связанного с изменением температуры на забое скважин представлены в табл. 2. Рис. 1 соответствует значениям представленным в табл. 2.

Таблица 2

Зависимость вязкости и потенциального дебита нефти от температуры на забое скважины

Месторождение	Температура на забое скважины, °C	Вязкость нефти, мПа*с	Потенциальный дебит жидкости, м ³ /сут
Жыланкабак	20,0	650,0	0,99
	30,0	300,0	2,13
	50,0	90,0	7,15
	80,0	24,0	26,7

Исходные данные для расчёта потенциального возможного дебита жидкости представлены в таблице 3.

Таблица 3

Исходные данные по месторождению Жыланкабак

Показатели	Месторождение Жыланкабак
Среднее значение проницаемости	0,285 мкм ²
Среднее значение вскрытой толщины пласта	15,0 м
Среднее значение депрессии	2,0 МПа
Объемный коэффициент	1,006 доли ед.

Подбор теплового ОПЗ для месторождения Жыланкабак

Нефтяное месторождение Жыланкабак в административном отношении расположено в Жылыойском районе Атырауской области и находится в 290 км к северо-востоку от г. Атырау. В тектоническом отношении месторождение находится в юго-восточной части Прикаспийской впадины. Промышленная нефтеносность на месторождении приурочена к четырём продуктивным горизонтам: аптскому, барремскому и 2-м среднеюрским (J2-I+J2-II). С целью повышения эффективности системы разработки и увеличения коэффициента нефтеизвлечения разрабатывающей компанией было предложено, в том числе тепловое воздействие, в частности в скв. № 62. В 2001 году была пробурена и введена в эксплуатацию скважина № 62 в качестве добывающей на пласт Ю-I (J2-I) (колонна – 168,5 мм, максимальное давление опрессовки до 10 МПа). Геолого-физические характеристики месторождения Жыланкабак, влияющие на выбор теплового метода для обработки призабойных зон представлены в табл. 4.

Таблица 4

Геолого-физические характеристики продуктивного объекта Ю-I + Ю-II месторождения Жыланкабак

Параметры	Значения
Количество залежей/продуктивных пластов/объектов	1 объект (Ю-I + Ю-II)
Средняя глубина залегания, м	400-500 м
Тип пород коллекторов	Терригенно-поровый

Средняя общая толщина, м	71,2
Средняя газонасыщенная толщина, м	Газа нет
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	17,9
Средняя водонасыщенная толщина, м (ВНЗ)	10,8
Пористость, %	28
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,33
Начальная пластовая температура, °С	26
Начальное пластовое давление, МПа	4,26
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	475
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,913
Абсолютная отметка ВНК, м	Ю-I – 449 м
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,18

Сложностью данного месторождения является его отдаленное расположение. Ближайший населенный пункт находится в 50 км. По сути, месторождение находится в пустынном районе, где отсутствует вода и электричество. В таких осложненных условиях в качестве наиболее оптимальных рассматривались следующие методы.

1. Электротепловая обработка призабойной зоны пласта

Наиболее простым и доступным способом поддержания повышенной температуры в призабойной зоне пласта является электропрогрев, который может осуществляться как циклически, так и стационарно.

Электропрогрев призабойной зоны пласта (ПЗП) не сопровождается внесением в пласт теплоносителя - воды или пара, конденсата, которые могут взаимодействовать с глинистыми компонентами пласта. Однако электропрогревом, вследствие малой теплопроводности горных пород, не удастся прогреть значительную зону, и радиус изотермы с избыточной температурой 40 °С едва достигает 1 м. Ввиду малого радиуса воздействия данный способ не рекомендуется.

1.1 Циклическая электротепловая обработка скважин

Циклический электропрогрев заключается в периодическом прогреве ПЗС глубинным электронагревателем, установленным против интервала перфорации.

Данный метод рекомендован к применению для неглубоко залегающих залежей нефти (не более 1500 м) и маловязких нефтей (вязкость менее 10 мПа*с).

1.2 Стационарная электротепловая обработка скважин

Стационарный электропрогрев рекомендуется применять на месторождениях с: повышенной вязкостью нефти, более 50 мПа*с; суммарным содержанием АСПО не менее 3 %; глубиной залегания пластов-коллекторов не более 2500 м; мощностью пласта не менее 3-х м; пористостью более 5 %. Обводнённость продукции значительного влияния на эффективность электротепловой обработки не оказывает. По всем вышеуказанным параметрам данный способ подходит, однако, ввиду необходимости подачи высоких мощностей (более 100 к Вт), что невозможно в данных условиях, применение данного способа не рекомендуется.

2. Паротепловая обработка скважин (ПТОС)

Одним из наиболее эффективных методов теплового воздействия на призабойную зону пласта является прогрев ее паром. Технология ПТОС — это периодическая закачка пара в ПЗП. Циклическая обработка состоит из чередования периодов подготовительных работ, закачки агента, пропитки и добычи нефти, ставшей более подвижной за счёт снижения вязкости.

Данная технология нашла широкое распространение на месторождениях высоковязкой нефти США, используется она на месторождении Каражанбас на скважинах с обводнённостью до 30,0 %.

Период обработки паром продолжается от нескольких дней до 10 недель. Для процесса требуется от 16,6 до 41,3 ккал на 1 м мощности пласта. Количество циклов определяется типом коллектора, обычно на скважине проводится до 10-ти циклов, причём каждый последующий цикл требует большего количества пара для поддержания добычи на начальном уровне.

Условия получения благоприятных результатов при ПТОС: глубина продуктивного пласта не более 1200 м; толщина пласта, сложенного песчаниками и глинами, не менее 15 м; вязкость нефти в пластовых условиях выше 50 мПа*с; остаточная нефтенасыщенность пласта не менее 50 %; плотность нефти в пластовых условиях не менее 900-930 кг/м³; не рекомендуется проведение ПТОС на заводненных участках залежи, если обводненность добываемой продукции превышает 40-50 %.

Согласно анализу текущих результатов разработки обводненность добывающих скважин месторождений Жыланкабак по состоянию на сегодняшний день составила соответственно 72,8 %. В связи с чем, метод ПТОС для месторождений Жыланкабак не рекомендуется.

3. Разрыв пласта давлением пороховых газов

Разрыв пласта давлением пороховых газов осуществляется по двум методикам: термогазохимическое воздействие на призабойную зону скважины (ТГХВ) с использованием зарядов АДС-5 и АДС-6; газодинамический разрыв продуктивного пласта с использованием пороховых газогенераторов ЗГРП 01-1.

Термогазохимическое воздействие на призабойную зону скважины: заключается в сжигании на забое скважины порохового заряда, спускаемого на электрокабеле. При сгорании порохового заряда специального состава и образовании газов происходит быстрое нарастание давления и температуры в зоне горения. При быстром его сгорании давление на забое достигает 30-100 МПа, так как столб жидкости в скважине играет роль уплотнительного поршня, который не успевает быстро сдвинуться с места благодаря своей инерции. При таком быстром процессе горения (доли секунды) осуществляется механическое воздействие на пласт, приводящее к образованию в нем новых трещин и к расширению существующих. Такое воздействие аналогично гидроразрыву пласта, но без закрепления образовавшихся трещин наполнителем.

При медленном горении пороховых газов на забое скважины создается высокая температура (до 350°C). В результате происходит прогрев призабойной зоны скважины. Нагретые пороховые газы проникают по порам и трещинам вглубь пласта, расплавляют смолы, асфальтены и парафины, выпавшие в призабойной зоне в процессе эксплуатации скважины. Такое воздействие аналогично термическому воздействию на пласт.

Газодинамический разрыв пласта с использованием пороховых газогенераторов: методика локального газодинамического разрыва продуктивного пласта в призабойной части нефтяных и газовых скважин основана на физико-механическом, тепловом и химическом воздействии пороховых газов на горные породы и насыщающие их флюиды. Принцип работы похож на ТГХВ с использованием пороховых реагентов.

Описанные способы являются эффективными на месторождениях с низко проницаемыми породами, с высоковязкой нефтью, не являются высокозатратными и показывают значительную эффективность.

4. ТГХВ с применением термохимических флюидов

Метод термогазохимического воздействия бинарными смесями (ТГХВ БС) на ПЗП применяется при эксплуатации добывающих скважин на месторождениях парафинистых и высокосмолистых нефтей. Прогрев призабойной зоны позволяет удалять органические отложения, что способствует снижению скин-фактора, кроме того, снижается вязкость и увеличивается подвижность нефти, что также облегчает условия ее фильтрации в скважину.

На сегодняшний день разработаны и применяются различные термогазохимические составы для обработки ПЗП. Наибольшей эффективностью в решении задач по очистке ПЗП от органических отложений обладают термохимические составы на основе бинарных смесей. Бинарные смеси (БС) — это водные растворы неорганических солей, в процессе реакции между ко-

торыми выделяется большое количество газа и тепла. Компонентами бинарной смеси чаще всего являются смеси азотсодержащих соединений, способных вступать в окислительно-восстановительную реакцию друг с другом. Идея метода ТГХВ с использованием БС сводится к созданию своего рода термохимического газогенератора, в процессе работы которого происходит химическая реакция с выделением большого количества газа и тепла. Оба этих фактора в совокупности создают благоприятные условия для очистки призабойной зоны от АСПО и повышения продуктивности скважины.

Следует отметить, что благодаря высокой скорости протекания реакции и большому количеству выделяемых горячих газов возникает эффект, способный привести к образованию микротрещин в породе. Таким образом метод ТГХВ может рассматриваться не только как способ очистки ПЗП от АСПО, но и как эффективный способ создания микротрещин в породе, способных облегчить фильтрацию нефти в скважину.

5. Технология снижения обводнённости скважин и повышения нефтеотдачи пластов воздействием на пористую среду электрическим током

Данная технология основана на эффекте перестройки структуры пустотного пространства пористой среды при пропускании через неё электрического тока. Породы нефтяного пласта состоят из твёрдого скелета с малой электропроводностью, и сети капилляров, заполненных проводящим флюидом. При этом кольматант частично перекрывает поры. При электровоздействии в течение электрического импульса энерговыведение внутри узких мест капилляров значительно поднимает локальную температуру и вызывает процессы разрушения кольматанта и стенок капилляров. Когда температура достигает пороговой величины, происходит механическое разрушение кольматанта, стенок капилляра. Эффективный радиус капилляров увеличивается.

б. Использование внутрискважинного окисления широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ)

Еще одним способом разработки вышеописанного месторождения предложена технология окисления ШФЛУ кислородом воздуха.

Технология предназначена для интенсификации процесса комплексного воздействия на продуктивные пласты, особенно насыщенные высоковязкой парафинистой нефтью. Продуктом окисления ШФЛУ кислородом воздуха является оксидант – смесь кислот, альдегидов и спиртов.

Механизм воздействия оксиданта на призабойную зону пласта (ПЗП) представляется совокупностью нескольких процессов. Так как реакция жидкофазного окисления (ЖФО) легких углеводородов является экзотермической, в результате чего в пласте образуется значительное количество тепла (22000 кДж на 1 кг окисленного кислородом воздуха углеводорода), то образующаяся при реакции ЖФО группа растворителей и выделившееся тепло растворяют АСПО при их наличии в ПЗП и разрушают граничный слой нефти на контакте с породообразующими минералами. Полученные продукты жидкофазного окисления легких углеводородов являются водорастворимыми, а также снижают поверхностное натяжение нефти на границе с твердой фазой, то есть обладают поверхностно-активными свойствами. После запуска начала процесса окисления, химическая реакция переходит в автокаталитический режим [14].

Использование внутрискважинного твердотопливного теплогазогенератора

Возможность интенсивного разогрева пласта с выделением большого количества тепла с одновременным образованием из продуктов горения газообразного продукта, а также деформирования битуминозных пород может быть обеспечена при использовании твердотопливного теплогазогенератора в качестве мощнейшего нагревателя.

Принцип действия «твердотопливного нагревателя» (ТТН) основан на сгорании специальных горючих смесей в контейнере, спущенном на забой скважины. В отличие от аккумуляторов давления для скважины (АДС), применяемых при осуществлении термогазохимического воздействия на пласт, скорость горения топлива в ТТН является регулируемой и протекает в течение длительного времени, что позволяет осуществлять равномерный прогрев ПЗС с заданной температурой. На рис. 2 представлена схема ТТН.

ТТН работает следующим образом: в колонну НКТ подают воздух, который через отверстие в полом поршне 5, клапанную пару 4 попадает в призабойную зону и поглощается пластом.

Для воспламенения твердого топлива в контейнере 2 открывают задвижку лубрикатора и сбрасывают груз 10. Под действием груза емкость с кислотой 3 разрушается, стопорное кольцо 9 раздвигается, полый поршень 5 перемещается в нижнее положение, перекрывает канал для подачи воздуха в призабойную зону и открывает канал для подачи воздуха и воспламеняющей смеси (кислоты) в контейнер 2. Воздух и воспламеняющая смесь поступают в рабочую полость контейнера 2 и инициируют горение твердого топлива. В случае резкого повышения давления в момент воспламенения, клапанная пара 4 перекрывает отверстия в корпусе механизма 1, предотвращая возможное распространение ударной волны по колонне НКТ.

Для поддержания горения в контейнере 2, подача воздуха через канал продолжается.

Затрубное пространство изолировано от призабойной зоны пакером, установленным на уровне кровли пласта. ТТН рассчитан на работу с термостойким пакером типа ПВ-М-112-140. [15]

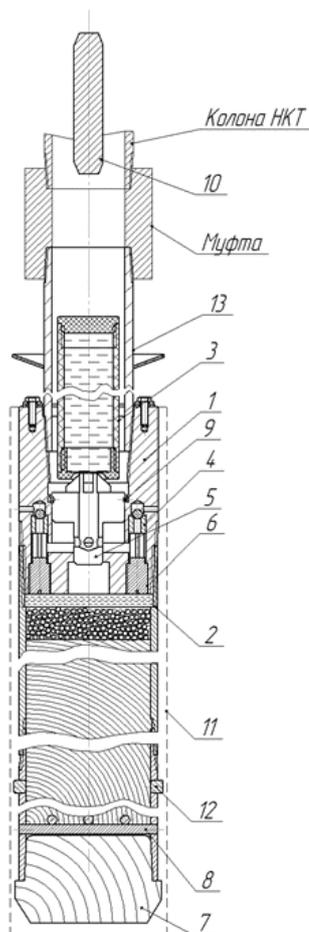
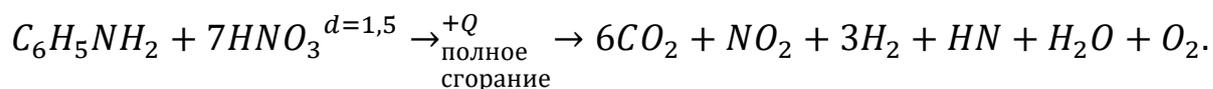


Рис. 2. ТТН:

1 – корпус запального механизма; 2 – контейнер топливный; 3 – емкость с кислотой; 4 – клапанная пара; 5 – полный поршень; 6 – толкатель; 7 – пробка; 8 – колосник; 9 – стопорное кольцо; 10 – груз; 11 – сетка; 12 – заглушки; 13 – радиатор.

Горючая смесь может быть представлена в виде взаимодействия анилина с азотной кислотой:



Где при отношении 1:3 возгорается до температуры, превышающей 720°C.

Расчет КПД для ТТН

Различают калориметрическую и теоретическую температуры сгорания топлива. Калориметрической температурой сгорания называется температура, до которой нагрелись бы газы при полном сгорании топлива, если

бы вся теплота, выделенная в топке, пошла на нагрев газов. Калориметрическая температура сгорания при теоретически необходимом количестве воздуха и без подогрева компонентов сгорания называется жаропроизводительностью топлива. Калориметрическая температура сгорания определяется по формуле (1):

$$t_k = \frac{Q_H^P + I_m + I_B}{(CV)_Г} \quad (1)$$

Q_H^P – рабочая теплота сгорания топлива, кДж/м³;

I_m – физическая теплота топлива (2):

$$I_m = t_m \sum C_{mi} \frac{r_i}{100} \quad (2)$$

t_m – температура вносимого топлива, °С;

C_{mi} – теплоемкость i – го компонента топлива, кДж/(°С*м³);

r_i – процентное содержание по объему i -го компонента топлива, %;

I_B – физическая теплота воздуха (3):

$$I_B = t_B C_B V^0 \alpha \quad (3)$$

t_B – температура воздуха, °С;

C_B – теплоемкость воздуха, кДж/(°С*м³);

V^0 – теоретически необходимое количество воздуха, требуемое для сжигания топлива, м³;

α – коэффициент избытка воздуха;

$(CV)_Г$ – объемная теплоемкость газов, кДж/(°С*м³);

Жаропроизводительность топлива определяется по формуле (4):

При $\alpha = 1,120$

$$T_{ж} = \frac{Q_H^P}{V_{гг} C_{гг}} \quad (4)$$

$V_{гг}$ – теоретический расход продуктов горения, м³;

$C_{гг}$ – теплоемкость продуктов горения, кДж/(°С*м³);

Данный расчет производится для сгорания активированного угля, а не для дизельного топлива. Так как активированный уголь является основным продуктом горения.

$$I_m = (25 + 273,15)K * 10^3 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} * \text{К}} = 298\,150 \frac{\text{Дж}}{\text{ед. топл}} = 298,15 \frac{\text{кДж}}{\text{ед. топл}}.$$

Из расчета для 114 тонн дополнительно добытой нефти (по результатам эксперимента на скважине) и веса угля в 24 кг, расход на каждую дополнительно добытую тонну нефти составляет 62,77 тысяч кДж.

Опыт применения ТТН на месторождении Жыланкабак

Месторождение Жыланкабак было введено в разработку на режиме истощения с очень низким коэффициентом нефтеотдачи. Нефть месторождения Жыланкабак является высоковязкой, естественные изотермические условия практически не обеспечивают необходимой подвижности этой нефти. Применение различных вытеснителей (холодная вода, воздух, газ и др.) в таком случае не даёт желаемого эффекта, т.к. вследствие высоких вязкостных соотношений происходит прорыв вытесняющих агентов и резко снижается эффективность разработки месторождения. Кроме того, особенностью данного месторождения Жыланкабак заключается в том, что обеспечение пресной воды привозное. А само месторождение отдаленно от поселения на 60 км. и находится в пустыне, недостаточное количество воды и электроэнергии предопределило решение о проведении промышленного испытания тепловой технологии с использованием ТТН.

В ходе промышленных испытаний ТТН получил полное подтверждение и по полученным результатам может быть рекомендован, для использования как с целью прогрева околоскважинной зоны пласта, так и для инициирования очага внутрипластового горения и получения продуктов внутрипластового крекинга природных битумов.

С использованием ТТН удается прогреть значительную зону, радиус изотермы с избыточной температурой от 200 до 100°C, достигает 5 м. В зоне близкой к реактору достигается температура 200-250°C, в удаленной, до 5 м порядка 100 °С.

Ход испытаний: перед обработкой посадили пакер и установили фонтанную арматуру, присоединили транспортную ветку воздуха от компрессора. Подпакерное пространство заполнили водой и нагнали давление 4 МПа. Так как давление в скважине уже было нагнетено, обработка началась сразу, без установления давления в колонне. На рис. 3 представлены зависимости давления в НКТ, на устье и в межтрубном пространстве, в зависимости от времени. Видно, что в тот момент, как произошло возгорание дотационной смеси, был резкий скачок давления.

Давление в НКТ и в устье достигло максимального значения в 11,5 МПа и вышло на плато 6 МПа спустя 55-60 минут. При сгорании специальных горючих смесей в контейнере, спущенном на забой скважины, в итоге были сгенерированы газы, создавшие давление в 7,0-7,5 МПа.

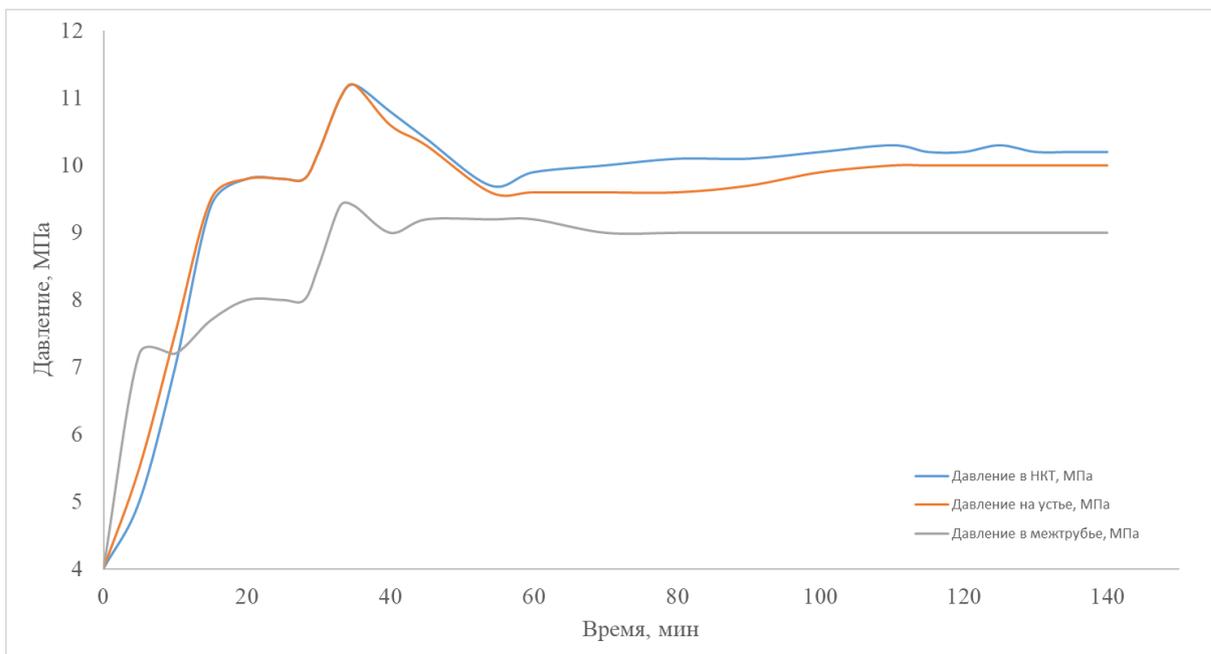


Рис. 3. Профиль давления на НКТ, устье и в межтрубном пространстве

Выводы:

На основе анализа всех вышеперечисленных методов, для описанного месторождения, наиболее оптимальным был отобран способ прогрева с использованием ГТН. Это обусловлено рядом причин:

1. Из-за высоких потерь теплоты в стволе скважины КПД циклических обработок паром призабойной зоны скважины примерно в три раза ниже, чем, например, при электроподогреве.
2. Применение стационарной электротепловой обработки скважин ограничено, в виду осложнённых условий эксплуатации (отсутствие стационарных линий электропередач большой мощности на месторождении).
3. Применение твёрдотопливного генератора на данном месторождении возможно, в виду отсутствия необходимости потребления электричества, по сравнению со способом стационарной электротепловой обработки и его аналогами. Применение твёрдотопливного генератора приближает КПД к 70 – 80%, (процесс начала горения происходит непосредственно в зоне перфорации, исключая потери тепла при движении по НКТ).

Благодарность

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по договору № 075-15-2022-299 в рамках программы развития Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Acknowledgment

This work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center «Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves».

Список литературы

1. Байков Н.М. Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи //Нефтяное хозяйство. – 2006. – №. 7. – С. 120-122.
2. Комаров А.М. и др. Обобщение опыта применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях ОАО АНК " Башнефть" //Нефтяное хозяйство. – 2010. – №. 11. – С. 87-89.
3. Бранд А.Э., Артеева Т.Е. Опыт разработки месторождений высоковязкой нефти тепловыми методами //Геология и Нефтегазоносность Западно-Сибирского Мегабассейна (опыт, инновации). – 2014. – С. 300-302.
4. Аль Б.М. Н.М., Липаев А.А. О зарубежном опыте применения методов повышения нефтеизвлечения из пластов //Управление техносферой. – 2020. – Т. 3. – №. 3. – С. 318-337.
5. Распопов А.В., Андреев Д.В. Опыт внедрения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях ООО " ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" и ООО " ЛУКОЙЛ-Коми" //Недропользование XXI век. – 2019. – №. 5. – С. 102-109.
6. Эюбов Ф.Т., Севастьянов А.А. Оценка перспектив применения методов увеличения нефтеотдачи на ранней стадии разработки залежей нефти ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения //Приоритетные научные направления: от теории к практике. – 2016. – №. 34-1. – С. 217-225.
7. Мукаев Р.Х. Опыт разработки пермо-карбоновой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения. – 2018.
8. Вольченко Д.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в мире: опыт и перспективы //Azərbaycan Mühəndislik Akademiyasının. – 2014. – С. 73.
9. Thomas S. Enhanced oil recovery-an overview //Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP. – 2008. – Т. 63. – №. 1. – С. 9-19.
10. Kovscek A.R. Emerging challenges and potential futures for thermally enhanced oil recovery //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – Т. 98. – С. 130-143.
11. Harding T. Methods to Enhance Success of Field Application of In-Situ Combustion for Heavy Oil Recovery //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2023. – Т. 26. – №. 01. – С. 190-197.
12. Kundalamcheery R.V., Chintala V. Exergy performance assessment of direct steam generation with glasshouse enclosed parabolic trough installation used for solar thermal Enhanced Oil Recovery (EOR) application //Australian Journal of Mechanical Engineering. – 2023. – Т. 21. – №. 2. – С. 610-627.
13. Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я., Шагеев М.А., Лукьянов О.В., Пагуба А.И., Назымов С.И., Анализ методов теплового воздействия на приобойную зону скважин на месторождениях Жыланкабак и Жолдыбай., «Экспозиция» №6, 2008 г.
14. Шагеев А.Ф., Лукьянов О.В., Шагеев М.А., Яруллин Р.С., Иванова И.И., Маргулис Б.Я., Семенов А.В. Новая технология комплексного термохимического воздействия на карбонатные коллектора, содержащие вязкую нефть. Георесурсы. № 4(46). 2012. С. 22-25.
15. Патент N RU 2012 106 315 A Российская Федерация, МПК E21B 43/24 (2006.01), B01J 10/00 (2006.01). Глубинный реактор для окисления легких углеводородов: N 2012106315/03: заявл. 21.02.2012: опубликовано 27.08.2013 / Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я., Яруллин Р.С., Шагеев М.А., Лукьянов О.В., Лебедев Н.А., Шагеева Л.Н., Семенов А. В., Романов Г. В.; заявитель Открытое Акционерное Общество "Научно-исследовательский институт по нефтепромысловой химии" ОАО "НИИнефтепромхим", Открытое Акционерное Общество "Татнефтехиминвест-холдинг". — 12 с.: ил. — Текст: непосредственный.

References

1. Bajkov N. M. Zarubezhnyj opyt vnedreniya metodov uvelicheniya nefteotdachi //Neftyanoje hozyajstvo. – 2006. – №. 7. – P. 120-122. (in Russian)
2. Komarov A. M. i dr. Obobshchenie opyta primeneniya teplovyh metodov uvelicheniya nefteotdachi na mestorozhdeniyah OAO ANK" Bashneft" //Neftyanoje hozyajstvo. – 2010. – №. 11. – P. 87-89. (in Russian)
3. Brand A. E., Arteeva T. E. Opyt razrabotki mestorozhdenij vysokovyazkoj nefti teplovyimi metodami //Geologiya i Neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo Megabassejna (opyt, innovacii). – 2014. – P. 300-302. (in Russian)
4. Al' B. M. N. M., Lipaev A. A. O zarubezhnom opyte primeneniya metodov povysheniya nefteizvlecheniya iz plastov //Upravlenie tekhnosferoj. – 2020. – T. 3. – №. 3. – P. 318-337. (in Russian)
5. Raspopov A. V., Andreev D. V. Opyt vnedreniya tretichnyh metodov uvelicheniya nefteotdachi na mestorozhdeniyah OOO" LUKOJL-PERM" i OOO" LUKOJL-Komi" //Nedropol'zovanie XXI vek. – 2019. – №. 5. – P. 102-109. (in Russian)
6. Eyubov F. T., Sevast'yanov A. A. Ocenka perspektiv primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi na rannej stadii razrabotki zalezhej nefti PK 1-3 Vostochno-Messoyahskogo mestorozhdeniya //Prioritetnye nauchnye napravleniya: ot teorii k praktike. – 2016. – №. 34-1. – P. 217-225. (in Russian)
7. Mukaev R. H. Opyt razrabotki permo-karbonovoj zalezhi sverhvyazkoj nefti Usinskogo mestorozhdeniya. – 2018. (in Russian)
8. Vol'chenko D. A. Primenenie metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov v mire: opyt i perspektivy //Azərbaycan Mühəndislik Akademiyasının. – 2014. – P. 73. (in Russian)
9. Thomas S. Enhanced oil recovery-an overview //Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP. – 2008. – T. 63. – №. 1. – P. 9-19. (in English)
10. Kovscek A. R. Emerging challenges and potential futures for thermally enhanced oil recovery //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – T. 98. – P. 130-143. (in English)
11. Harding T. Methods to Enhance Success of Field Application of In-Situ Combustion for Heavy Oil Recovery //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2023. – T. 26. – №. 01. – P. 190-197. (in English)
12. Kundalamcheery R. V., Chintala V. Exergy performance assessment of direct steam generation with glasshouse enclosed parabolic trough installation used for solar thermal Enhanced Oil Recovery (EOR) application //Australian Journal of Mechanical Engineering. – 2023. – T. 21. – №. 2. – P. 610-627. (in English)
13. SHageev A.F., Margulis B.YA., SHageev M.A., Luk'yanov O.V., Paguba A.I., Nazymov S.I., Analiz metodov teplovogo vozdejstviya na prizobojnuyu zonu skvazhin na mestorozhdeniyah ZHylankabak i ZHoldybaj., «Ekspoziciya» №6, 2008 g. (in Russian)
14. SHageev A.F., Luk'yanov O.V., SHageev M.A., Yarullin R.S., Ivanova I.I., Margulis B.YA., Semenov A.V. Novaya tekhnologiya kompleksnogo termohimicheskogo vozdejstviya na karbonatnye kollektora, soderzhashchie vyazkuyu nef'. Georesursy. № 4(46). 2012. P. 22-25. (in Russian)
15. Patent N RU 2012 106 315 A Rossijskaya Federaciya, MPK E21B 43/24 (2006.01), B01J 10/00 (2006.01). Glubinnyj reaktor dlya okisleniya legkih uglevodorodov: N 2012106315/03: zayavl. 21.02.2012: opublikovano 27.08.2013 / Shageev A.F., Margulis B.Ya., Yarullin R.S., SHageev M.A., Luk'yanov O.V., Lebedev N.A., SHageeva L.N., Semenov A.V., Romanov G.V.; zayavitel' Otkrytoje Akcionernoje Obshchestvo "Nauchno-issledovatel'skij institut po neftepromyslovoj himii" OAO "NIIneftepromhim", Otkrytoje Akcionernoje Obshchestvo "Tatneftekhiminvest-holding" . — 12 p.: il. — Text: neposredstvennyj. (in Russian)

Сведения об авторах

Шагеев Альберт Фаридович, старший научный сотрудник НИЛ методов увеличения нефтеотдачи Научного центра мирового уровня Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты, старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
ORCID: 0009-0002-2852-9021
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5
E-mail: AFShageev@kpfu.ru

Долгих Сергей Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
ORCID: 0000-0002-5469-7320
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д.4/5
E-mail: dolgih_s_a@mail.ru

Милютин Валерия Андреевна, ассистент кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов, инженер НИЛ методов увеличения нефтеотдачи Научного центра мирового уровня Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
ORCID: 0000-0002-6745-8169
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5
E-mail: mom500090@gmail.com

Минекаева Дина Ростамовна, инженер НИЛ методов увеличения нефтеотдачи Научного центра мирового уровня Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты, ассистент кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
ORCID: 0000-0003-4847-9834
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5
E-mail: dinrminekaeva@stud.kpfu.ru

Authors

A.F. Shageev, Senior Lecturer at the Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of Kazan Federal University
ORCID: 0009-0002-2852-9021
4/5, Kremlin st. Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: AFShageev@kpfu.ru

S.A. Dolgih, PhD, Senior Lecturer at the Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of Kazan Federal University
ORCID: 0000-0002-5469-7320

4/5, Kremlin st. Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: dolgih_s_a@mail.ru

V.A. Milyutina, Senior Lecturer at the Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of
Kazan Federal University
ORCID: 0000-0002-6745-8169
4/5, Kremlin st. Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: mom500090@gmail.com

D.R. Minekaeva, Senior Lecturer at the Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of
Kazan Federal University
ORCID: 0000-0003-4847-9834
4/5, Kremlin st. Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: dinrminekaeva@stud.kpfu.ru

*Статья поступила в редакцию 28.10.2023
Принята к публикации 21.03.2024
Опубликована 30.03.2024*