

Код МРНТИ 52.47.21

*К.С. Заурбеков, С.А. Заурбеков, Д.Е. Балгаев
Satbayev University (г. Алматы, Казахстан)

РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ С ЗАКАЧКОЙ ПАРА (Steam Assisted Gravity Drainage) И ЗАКАЧКИ ПАРА С РАСТВОРИТЕЛЕМ (Expanding Solvent – Steam-Assisted Gravity Drainage)

Аннотация. В работе рассматриваются и сравниваются метод гравитационного дренирования с закачкой пара (Steam Assisted Gravity Drainage) и метод с закачкой пара с растворителем (Expanding Solvent – Steam-Assisted Gravity Drainage), а также предлагается техническое решение по расширению области их применения, а именно, возможности увеличения глубины скважин разрабатываемых методами Steam Assisted Gravity Drainage и Expanding Solvent – Steam-Assisted Gravity Drainage. Цель предлагаемого решения заключается в подогреве пара по всей длине скважины с целью сохранения заданной на выходе парогенераторной установки, температуры перегретого пара и подведение его в продуктивный пласт, что позволяет обеспечить значительное увеличение температуры пара в горизонтальном открытом участке нагнетательной скважины в сравнении с температурой пара в скважине, не имеющей системы скважинного термоэлектрического модуля.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, битум, пар, растворитель, гравитационное дренирование с закачкой пара (Steam Assisted Gravity Drainage), гравитационное дренирование с закачкой пара и растворителя (Expanding Solvent – Steam-Assisted Gravity Drainage), подогрев пара, парогенераторные установки, теплопотери, нагревательные кабели.

Бу инъекциясы (Steam Assisted Gravity Drainage) және еріткішті бап (Expanding Solvent – Steam-Assisted Gravity Drainage) бар гравитациялық дренаж мүмкіндігін кеңейту

Аннотация. Жұмыста гравитациялық дренаж әдісімен бу айдау (Steam Assisted Gravity Drainage) және еріткіш бу айдау әдісі (Expanding Solvent – Steam-Assisted Gravity Drainage) талқыланады және салыстырылады, сонымен қатар олардың қолданылу аясын кеңейтудің техникалық шешімі, атап айтқанда игерілген ұңғымалардың тереңдігін арттыру мүмкіндігі ұсынылады. Steam Assisted Gravity Drainage және Expanding Solvent – Steam-Assisted Gravity Drainage бойынша. Ұсынылып отырған шешімнің мәні бу генераторы қондырғысының шығысында қатты қызған будың алдын ала белгіленген температурасын ұстап тұру және оны резервуарға жеткізу үшін ұңғыманың бүкіл ұзындығы бойымен буды қыздыру болып табылады, бұл қамтамасыз етуге мүмкіндік береді ұңғыманың термоэлектрлік модуль жүйесі жоқ ұңғымадағы бу температурасымен салыстырғанда айдау ұңғысының көлденең ашық бөлігіндегі бу температурасының айтарлықтай жоғарылауы.

Түйінді сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, битум, бу, еріткіш, бу айдаумен гравитациялық дренаж (Steam Assisted Gravity Drainage), бумен және еріткішпен айдаумен гравитациялық дренаж (Expanding Solvent – Steam-Assisted Gravity Drainage), бу жылыту, бу генераторлары, жылу шығыны, жылыту кабельдері.

Expanding the capability of gravity drainage with steam injection (Steam Assisted Gravity Drainage) and steam injection with solvent (Expanding Solvent – Steam-Assisted Gravity Drainage)

Abstract. The paper discusses and compares the method of gravity drainage with steam injection (Steam Assisted Gravity Drainage) and the method with solvent steam injection (Expanding Solvent – Steam-Assisted Gravity Drainage), and also proposes a technical solution to expand their scope, namely the possibility of increasing the depth of wells developed by team Assisted Gravity Drainage and Expanding Solvent – Steam-Assisted Gravity Drainage. The target of the proposed solution is to heat the steam along the entire length of the well in order to maintain the preset temperature of the superheated steam at the outlet of the steam generator unit and bring it into the reservoir, which makes it possible to provide a significant increase in the steam temperature in the horizontal open section of the injection well compared to the steam temperature in a well that does not have a downhole thermoelectric module system.

Key words: high-viscosity oil, bitumen, steam, solvent, gravity drainage with steam injection (Steam Assisted Gravity Drainage), gravity drainage with steam and solvent injection (Expanding Solvent – Steam-Assisted Gravity Drainage), steam heating, steam generators, heat losses, heating cables.

Введение

В современной модификации метод парогравитационного дренирования был разработан Р.М. Батлером в 1978 году [1].

В 1985 году в Форт Мак-Муррей провинции Альберта (Канада) силами Технологической и Исследовательской Организации по Нефтеносным Пескам провинции Альберта (AOSTRA) и отраслевых партнеров была построена Подземная Испытательная Установка (UTF-Фаза А) с целью апробации технологии гравитационного дренирования при закачке пара. При этом из подземного туннеля были пробурены три пары скважин на расстоянии 25 м друг от друга с длиной горизонтального участка 60 м. Процесс испытаний длился с декабря 1987 до середины 90-х годов. Проект UTF-Этап А стал первой успешной демонстрацией процесса SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) в ходе эксплуатации. Коэффициент нефтеизвлечения по элементу пласта составил более 0,6 д. ед., а накопленное паронефтяное отноше-

ние – меньше 2,0, что подтвердило экономическую эффективность проекта.

Метод гравитационного дренирования с закачкой пара (SAGD) был успешно опробован в полупроизводственных полевых условиях в Канаде, Китае, России и с его применением разрабатывается ряд месторождений. Сущность метода SAGD (метод парогравитационного воздействия) заключается в следующем: производится бурение двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно вблизи подошвы пласта на расстоянии 5-10 м друг от друга. Верхняя скважина служит для нагнетания в пласт пара, нижняя скважина является добывающей, как показано на рисунке 1.

Главной особенностью SAGD является процесс закачки пара в резервуар посредством двух горизонтальных скважин, что обеспечивает подогрев нефти в добывающей скважине. Данная технология предусматривает, что при закачке пара температура в зоне насыщения паром является такой же, как температура закачиваемого пара.

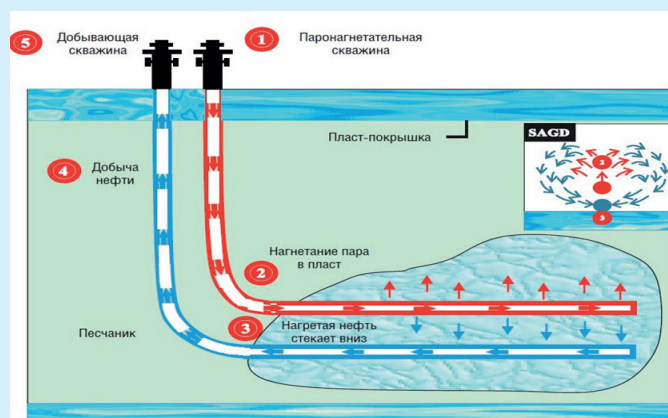


Рис. 1. Принципиальная схема метода SAGD.
Сурет 1. SAGD әдісінің схемалық диаграммасы.
Figure 1. Schematic diagram of the SAGD method.

Пар движется в направлении периметра паровой камеры и конденсируется. Тепло от пара передается за счет теплопроводности в окружающий резервуар. Паровой конденсат и нагретый поток нефти течет в добывающую скважину, расположенную ниже по тяжести. После того, как поток нефти утекает, паровая камера начинает расширяться как вверх, так и вбок. То есть в данном процессе существует два вида потока: поток на верхней части и вдоль склонов паровой камеры, как показано на рисунке 2 [2].

Наиболее благоприятными объектами бурения скважин с горизонтальным стволом являются:

- трещиноватые коллекторы, в которых вертикальные трещины немногочисленны и распределены произвольным образом;
- продуктивные пласты, в которых нефте- или газоносная толща не превышает 15 м;
- малопроницаемые пласты, которые могут подвергаться многократному гидроразрыву в пределах горизонтальной части ствола скважины.

Горизонтальные скважины обеспечивают оптимальное решение в ситуациях, требующих повышения:

- коэффициента отдачи пласта и улучшения схемы дренирования;

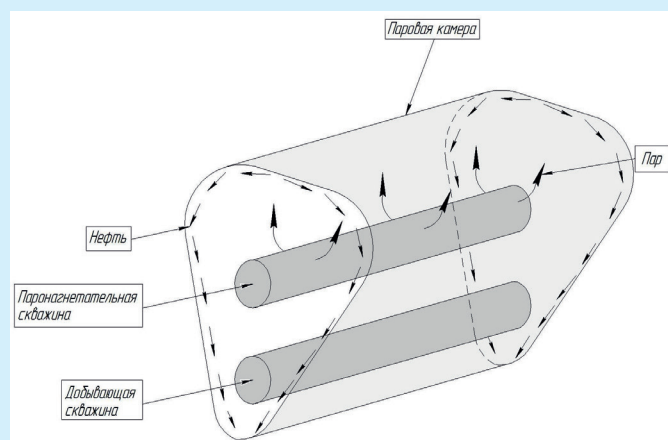


Рис. 2. Форма паровой камеры при SAGD.
Сурет 2. SAGD-дағы бу камерасының пішіні.
Figure 2. The shape of the steam chamber at SAGD.

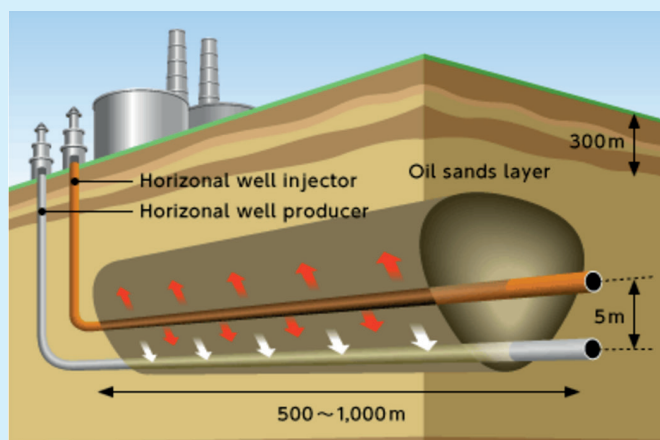
- продуктивности в объединенных резервуарах;
- площади дренирования скважин и уменьшения числа скважин в проекте разработки месторождения;
- контроля образования газовых и водяных куполов (при обводнении призабойной зоны, например, при разработке).

При эксплуатации SAGD эксплуатационная скважина обычно расположена примерно на 2 м над основанием коллектора, причем нагнетательная скважина бурится параллельно и примерно на 5 м над добычей [3]. Пар вводится в резервуар через нагнетательную скважину, и в резервуаре образуется паровая камера при температуре насыщенного пара. Пар течет и конденсируется, когда он вступает в контакт с холодной высоковязкой нефтью (битумом) на краю паровой камеры (см. рис. 2). Скрытое тепло пара передается окружающим образованиям и тем самым нагревает битум. Под действием силы тяжести нагретая нефть и конденсат текут в скважину продукта [4, 5]. По мере производства масла вакуумный поровый интервал занят впрыскиваемым паром, что приводит к росту паровой камеры [6].

Метод SAGD обеспечивает повышение дебита нефти, а также повышается коэффициент извлечения нефти (КИН).

Методы исследования

В настоящее время проводятся исследования по увеличению КИН при технологии SAGD за счет впрыскивания растворителей вместе с паром в продуктивный пласт с высоковязкой нефтью [5]. По сравнению с чистым SAGD, эти методы приводят к снижению энергозатрат, потребностей в воде для получения пара и получили аббревиатуру ES-SAGD. Впервые метод ES-SAGD был разработан и предложен рабочей группой Исследовательского совета Альберты (ARC), который объединяет преимущества пара и растворителей при извлечении тяжелой нефти и битума и он запатентован. Данный метод был протестирован на месторождении Форт Мак-Муррей в Альберта и получены положительные результаты, а именно – лучшие дебиты нефти, более высокая степень соотношения нефти к пару (OSR), а также снижение потребности в энергии и воде. При этом, в настоящее время информации по закачке растворителей в полевых условиях по технологии ES-SAGD



недостаточно для точной оценки эффективности метода, имеются данные по экспериментальному моделированию в достаточном объеме. Так они создали двух- (2D) и трехмерную (3D) гетерогенную модель одной пары скважин с помощью симулятора теплового пласта. На основе настроек оптимизации провели множество экспериментов по моделированию. Согласно полученным результатам, ES-SAGD является более энергоэффективным, чем SAGD, и позволяет извлекать такое же или даже большее количество нефти [6]. В их исследовании не рассматривалось осаждение асфальтенов и его влияние, что существенно может влиять на полученные результаты. Так, при применении ES-SAGD может быть переоценка роста кумулятивной добычи нефти. Кроме того, эмульгирование является ключевым пластовым процессом для SAGD, поскольку оно увеличивает подвижность высоковязкой нефти (или битума), снижая отношение пара к нефти (CSOR).

Учеными APC изучался поток эмульсии в процессах SAGD и ES-SAGD. Установлены три пути влияния эмульгирования на эффективность SAGD и ES-SAGD:

- 1) *изменение вязкости нефти (битума);*
- 2) *энтальпия эмульгирования и изменение эффективных тепловых характеристик;*
- 3) *потенциал относительной текучести высоковязкой нефти (битума) при любом водонасыщении.*

В коллекторах с тяжелой нефтью, технологии повышения нефтеотдачи в основном основываются на тепловых методах, обеспечивающих снижение вязкости тяжелой нефти и повышению ее текучести, к которым и относятся рассматриваемые методы SAGD и ES-SAGD. Вязкость тяжелой нефти и битума значительно снижается за счет нагрева, который достигается за счет заводнения горячей водой, закачки пара, газа, газа с сжиганием его на месте, хотя это приводит к выбросам парниковых газов (ПГ), а также применения технических средств нагрева размещаемых в призабойной зоне скважины. Также, тяжелая нефть становится легче, когда закачиваемые растворители диффундируют через неё, делая её более подвижной и доступной для добычи через скважину. Диффузия растворителя – медленный процесс, а в нефтяном секторе время – деньги, поэтому любая задержка во времени обходится дороже.

Суть метода ES-SAGD заключается в снижении вязкости нефти (битума), сочетая преимущества пара и растворителя. Растворитель вводится в пар и после закачки в продуктивный пласт с высоковязкой нефтью происходит процесс конденсации растворителя на поверхности паровой камеры в пласте, что приводит к разжижению высоковязкой нефти в сочетании с тепловым воздействием пара. Температура пара устанавливается исходя из условий пласта, а затем подбирается растворитель или разбавитель, который имеет фазовое поведение, сравнимое с поведением воды в определенных условиях. В результате контакта с близлежащим объемом высоковязкой нефти (или битума) пар и растворитель конденсируются на границах камеры. Вязкость нефти (битума) в этот момент снижается за счет двух механизмов: во-первых, пар передает свое скрытое тепло холодному битуму, а во-вторых, сконденсировавшийся растворитель диффундирует в нефть (битум), разбавляя её. Как следствие, при тех же

условиях падение вязкости нефти (битума) больше, чем при воздействии только паром, что приводит к более высокому и быстрому извлечению нефти.

Результаты и обсуждения

Как в SAGD, так и в ES-SAGD соответствие паровой камеры определяется скоростью роста паровой камеры. Чем больше темпы роста, тем быстрее темпы добычи нефти [7, 8, 9].

На практике существует три основных фактора, влияющих на соответствие паровой камеры в SAGD и ES-SAGD:

- 1) *пластовая неоднородность геологии и геохимии с различными свойствами пород коллекторов и флюидов;*
- 2) *гидравлика ствола скважины, создающая неравномерное давление пара вдоль двух скважин;*
- 3) *образование границы раздела пара-нефть (края паровой камеры) указывает, что камера будет возникать даже в идеально однородных резервуарах с возмущениями в пористой или многопористой среде.*

При этом, оба метода имеют существенное ограничение по применению с точки зрения глубины залегания продуктивного пласта, в настоящее время эффективная глубина применения SAGD и ES-SAGD составляет 500-600 метров. В Казахстане нефтяных месторождений с высоковязкой нефтью, залегающих на таких малых глубинах, единицы, в связи с чем, в первую очередь, необходимо решить вопрос расширения области применения метода SAGD, что позволит существенно повысить интерес нефтяных компаний к данному методу повышения нефтеотдачи на месторождениях с более глубоко залегающей высоковязкой нефтью. Способ, позволяющий расширить применение SAGD, основывается на обеспечении подвода к нагнетательному горизонтальному участку пара с минимальными потерями заданной температуры на устье скважины.

Существует ряд способов по снижению потерь тепла при транспортировке пара по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ), основанных на теплоизоляции труб НКТ [10], что является сложным трудоемким процессом, в связи с этим предлагается метод, основанный на преобразовании электроэнергии в тепло за счет размещения в колонне НКТ системы скважинного термоэлектрического модуля.

Система скважинного термоэлектрического модуля представлена на рисунке 3 [11]. Техническая задача состоит в снижении потерь тепла в процессе закачки пара по колонне НКТ и снятия ограничений по глубине применения метода SAGD и ES-SAGD. Система включает в себя нагревательный плоский кабель, проходящий через всю длину вертикального, наклонно-направленного и горизонтального участков колонны НКТ, а также держатели для обеспечения размещения кабеля в центре поперечного внутреннего сечения НКТ, по которому закачивается пар.

Система скважинного термоэлектрического модуля, размещаемого в колонне НКТ, состоит из обсадной колонны 1, размещенной в ней колонны НКТ 2, по центру внутренней полости которой устанавливается саморегулирующийся нагревательный кабель 3, закрепляемый при помощи держателей 4 (см. рис. 4). Нагревательный кабель подключается к генератору, установленному вблизи устья скважины и подающему напряжению 220 В.

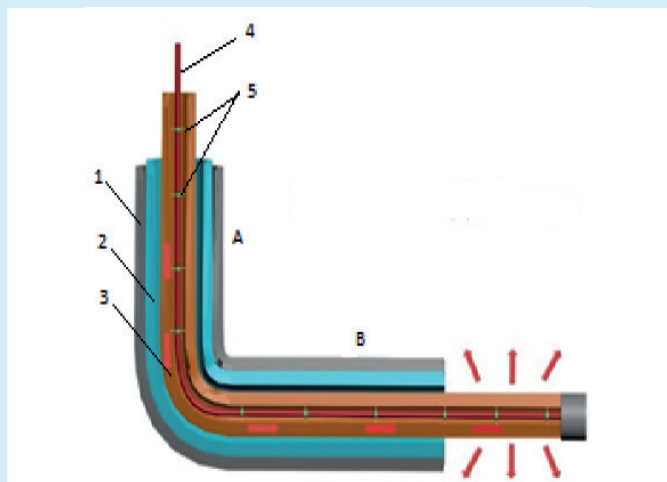


Рис. 3. Схема системы скважинного термоэлектрического модуля: 1 – обсадная колонна; 2 – за колонное пространство; 3 – НКТ; 4 – кабель; 5 – кабеледержатели; А – вертикальный участок скважины; В – горизонтальный участок скважины.

Сурет 3. Ұңғылық термоэлектрлік модуль жүйесінің схемасы: 1 – қаптама тізбегі; 2 – баған кеңістігінің артында; 3 – түтіктер; 4 – кабель; 5 – кабель ұстағышы; А – ұңғыманың тік қимасы; В – ұңғыманың көлденең қимасы.

Figure 3. Scheme of downhole thermoelectric module system: 1 – casing string; 2 – behind the column space; 3 – tubing; 4 – cable; 5 – cable holder; A – vertical section of the well; B – horizontal section of the well.

При этом, в каждую трубу вертикального участка А колонны НКТ устанавливается по одному кабеледержателю и в горизонтальном участке В по три, что позволяет надежно обеспечить центральное расположение кабеля внутри колонны НКТ. Форма держателя кабеля показана на рисунке 4. Кабеледержатель по внешнему контуру имеет установленные тела качения – шарики с вставками, предохраняющими шарики от выпадения.

При спуске колонны НКТ в скважину через каждую трубу пропускается кабель и устанавливаются держатели до момента достижения колонной НКТ проектной глубины, затем кабель подключается к сети 220 В и в колонну НКТ через устьевую арматуру начинают закачивать нагретый пар. По мере движения пара по стволу скважины происходят теплопотери за счет передачи части тепла колонне НКТ, при этом пар одновременно подогревается за счет высокого нагрева тела кабеля до температуры 110 °С.

Кабель SAMREG 40-2CR – саморегулирующийся нагревательный греющий кабель (в оплетке) мощностью 40 Вт на 1 метр длины с температурой нагрева до 110 °С позволяет довести до продуктивного пласта пар практически с заданной на устье скважины температурой [12].

При этом, данное техническое решение способствует расширению области применения «метода парогравитационного воздействия на пласт», получившего в зарубежной литературе название как методы SAGD и ES-SAGD за счет возможности преодоления основного ограничива-

ющего его применение фактора, а именно предельной глубины залегания нагнетательной и добывающей скважин 500-600 м из-за потер тепла по колонне НКТ в скважине.

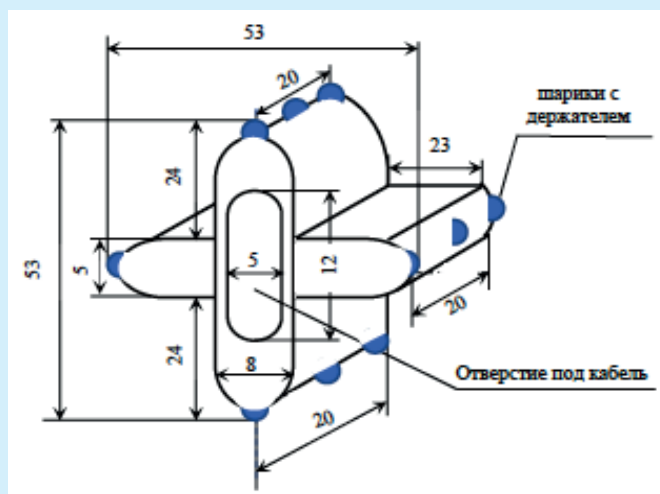


Рис. 4. Кабеледержатель.
Сурет 4. Кабелеұстағыш.
Figure 4. Cable holder.

Реализация предложенной системы позволяет обеспечить значительное увеличение температуры пара в горизонтальном открытом участке нагнетательной скважины в сравнении с температурой пара в скважине, не имеющей системы скважинного термоэлектрического модуля при методе SAGD и ES-SAGD.

Конструкция системы скважинного термоэлектрического модуля проста, технологична в применении, надежна в работе и легко тиражируема.

Технический результат от использования предлагаемой системы скважинного термоэлектрического модуля заключается в обеспечении поддержания температуры закачиваемого пара по всей длине колонны НКТ и доведения пара до продуктивного пласта с заданной температурой, тем самым повышая эффективность работы парогенераторной установки за счет поддержания заданной температуры пара вследствие его постоянного подогрева по всей длине колонны НКТ. Система скважинного термоэлектрического модуля, размещаемого в колонне НКТ, обеспечивает возможность увеличения глубин скважин до 1500 м в сравнении установленной в настоящее время предельной глубиной применения методов SAGD и ES-SAGD 500-600 м, без использования предложенной системы.

Закключение

1. Проведенный сопоставительный анализ методов SAGD и ES-SAGD показывает, что ES-SAGD более эффективен для повышения КИН в сравнении с чистым методом SAGD, но вопрос расширения области применения этих двух методов для извлечения высоковязкой нефти из глубокозалегающих пластов не нашел отражения в литературе.

2. Предложенная система скважинного термоэлектрического модуля позволяет применить методы SAGD и ES-SAGD на месторождениях с глубоко залегающими про-

дуктивными пластами (до 1500 метров), что значительно расширяет область применения этих методов, особенно на нефтяных месторождениях Казахстана.

3. Суть системы скважинного термоэлектрического модуля заключается в том, что до горизонтального продуктивного участка скважины, пар подводится с температурой заданной на дневной поверхности при выходе из парогенератора, т.е. потери температуры пара

при движении от устья скважины до по колонне НКТ сводятся к минимуму, что существенно ускоряет процесс передачи энергии от пара к высоковязкой нефти и повышает КИН.

Статья подготовлена в рамках проекта НИР по ГФ АР09261282 «Увеличение ресурса работы насосов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Батлер Р.М., Стефенс Д.Д. Гравитационный дренаж нагретой паром тяжелой нефти в параллельные горизонтальные скважины. // Журнал «Бензин Технол.» – №20 (2). – 1981. – С. 90-96 (на английском языке)
2. Шанцян Л., Бейкер А. Оптимизация стратегии парового моделирования горизонтальной скважины для разработки месторождений тяжелой нефти. // «SPE 104520, SPE East. Reg. Meet». – США, Кантон. – Октябрь 2006 г. (на английском языке)
3. Батлер Р.М. Гравитационный дренаж с помощью пара: концепция, разработка, производительность и будущее. // Журнал «Бензин Технол.» – 1994, №33 (2). – С. 44-50 (на английском языке)
4. Гейтс И.Д., Лескив С. Влияние управления паровым трапом на производительность парового гравитационного дренажа. // Журнал «Petrol Sci&Eng». – 2010. – №75. – С. 215-222 (на английском языке)
5. Наср Т.Н., Болье Г., Гольбек Х., Хек Г. Новый процесс экспандирования растворителем SAGD-ES-SAG. // Журнал «Бензин Технол.» – 2003. – №42 (1). – С. 13-16 (на английском языке).
6. Готовала Д.Р., Гейтс И.Д. О влиянии гетерогенности проницаемости на рост паровой камеры SAGD. Исследования природных ресурсов. – 2010. – 19 (2). – С. 151-164 (на английском языке)
7. Чжао Д.В., Ван Д. и Гейтс И.Д. Оптимизированная стратегия парового затопления с помощью растворителей для извлечения тонких резервуаров тяжелой нефти. // Топливо. – 2013. – №112. – С. 50-59 (на английском языке)
8. Ezeuko C.C., Wang J. и Gates I.D. «Исследование потока эмульсии в SAGD и ES-SAGD. // SPE 157830-MS, конференции SPE. – Калгари, Альберта, Канада. – 12-14 июня 2012. – С. 4-20 (на английском языке)
9. Чан С., Чен З. и Донг М. Экспериментальное и численное исследование первично-водной подвижности в битумных коллекторах и ее влияния на SAGD. // Журнал «Petrol Sci&Eng». – 2012. – С. 30-39 (на английском языке)
10. Баданина Ю.В. Разработка и исследование теплоизолирующих конструкций трубопроводов на основе коротких базальтовых волокон // Инженерный журнал: наука и инновации. – 2014. – Вып. 2. – С. 13-17 (на русском языке)
11. Заурбеков К.С., Заурбеков С.А., Баймухаметов М.А. Система скважинного термоэлектрического модуля, размещаемого в колонне НКТ. // Патент №36103 от 17.02.2023 г. – бюлл. N7 (на русском языке)
12. Макиенко Г.П. Кабели и провода, применяемые в нефтегазовой индустрии. // Пермь: – Стиль – МГ. – 2004. – С. 560 (на русском языке)

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Батлер Р.М. және Стефенс Д.Д. Бұмен қыздырылған ауыр мұнайды параллель көлденең ұңғымаларға гравитациялық дренаждау. // Petrol Technol журналы. – 1981. – 20 (2). – Б. 90-96 (ағылшын тілінде)
2. Shangqiang L. and Baker A. Ауыр мұнай кен орындарын игеру үшін көлденең ұңғыманың бұмен модельдеу стратегиясын оңтайландыру. // SPE 104520, SPE East. Reg. Meet. – АҚШ Кантон. – 2006 (ағылшын тілінде)
3. Батлер Р.М. Бұ көмегімен гравитациялық дренаж: тұжырымдама, даму, өнімділік және болашақ. // Petrol Technol журналы. – 1994 ж. – 33 (2). – Б. 44-50 (ағылшын тілінде)
4. Gates I.D., Leskiv C. Бұ баспалдағын басқарудың бұ гравитациясының дренажының өнімділігіне әсері. // J Petrol Sci & Eng. – 2010. – №75 (1-2). – Б. 215-222 (ағылшын тілінде)
5. Nasr T. N., Beaulieu G., Holbeck H. and Heck G. A new SAGD еріткіш кеңейту процесі, ES-SAGD. // J Kang Gasoline Technol. – 2003. – 42 (1). – Б. 13-16 (ағылшын тілінде)
6. Готовала Д.Р. және Гейтс И.Д. SAGD бұ камерасының өсуіне өткізгіштік гетерогенділігінің әсері туралы. // Табиғи ресурстарды зерттеу. – 2010. – 19 (2). – Б. 151-164 (ағылшын тілінде)
7. Чжао Д.В., Ванг Д. және Гейтс И.Д. Жұқа ауыр мұнай қабаттарын қалпына келтіру үшін оңтайландырылған еріткіш бұмен су тасу стратегиясы. // Жанармай. – 2013 ж. – 112. – Б. 50-59 (ағылшын тілінде)

8. Ezeuko C.C., Wang J. and Gates I.D. «Emulsion Flow Study in SAGD and ES-SAGD». // SPE 157830-MS құжаты. – Калгари, Альберта, Канада. – 2012. – 12-14 маусым. – Б. 4-20 (ағылшын тілінде)
9. Чан С., Чен Ц. және Донг М. Битумды резервуарлардағы бастапқы судың қозғалыштығын және оның SAGD-ға әсерін тәжірибелік және сандық зерттеу. // J Petrol Sci&Eng. – 2012. – Б. – 30-39 (ағылшын тілінде)
10. Баданина Ю.В. Қысқа базальт талшықтары негізінде құбырлардың жылу оқшаулағыш құрылымдарын әзірлеу және зерттеу // Инженерлік журнал: Ғылым және инновациялар. – 2014. – Шығ. 2. – Б. 13-17 (орыс тілінде)
11. Заурбеков Қ.С., Заурбеков С.А., Баймұхаметов М.А. Түтік тізбегіне орналастырылған ұңғыманың термоэлектрлік модуль жүйесі. // 2023 жылғы 17 ақпандағы №36103 патент. бұл. №7 (орыс тілінде)
12. Макиенко Г.П. Мұнай-газ өнеркәсібінде қолданылатын кабельдер мен сымдар. // – Пермь: Стиль – МГ. – 2004. – Б. 560 (орыс тілінде)

REFERENCES

1. Butler R.M. and Stephens D.J. The Gravity Drainage of Steam-heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells. // J Can Petrol Technol. – 1981. – 20 (2). – P. 90-96 (in English)
2. Shanqiang L. and Baker A. Optimizing Horizontal-Well Steam-Simulation Strategy for Heavy-Oil Development. // SPE 104520, SPE East. Reg. Meet., Oct. 2006. – USA, Canton (in English)
3. Butler R.M. Steam assisted gravity drainage: concept, development, performance and future. // J Kang Gasoline Technol. – 1994. – 33 (2). – P. 44-50 (in English)
4. Gates I.D., Leskiv C. Effect of steam ladder control on steam gravity drainage performance. // J Petrol Sci & Eng. – 2010. – №75 (1-2). – P. 215-222 (in English)
5. Nasr T. N., Beaulieu G., Holbeck H. and Heck G. A new SAGD solvent expansion process, 'ES-SAGD. // J Kang Gasoline Technol. – 2003. – 42 (1). – P. 13-16 (in English)
6. Gotovalo D.R. and Gates I.D. On the influence of permeability heterogeneity on the growth of the SAGD vapor chamber. // Natural Resource Research. – 2010. – 19 (2). P. 151-164 (in English)
7. Zhao D.V., Wang D., and Gates I.D. Optimized Solvent Steam Flooding Strategy for Recovery of Thin Heavy Oil Reservoirs. // – Fuel. – 2013. – 112. – P. 50-59 (in English)
8. Ezeuko C.C., Wang J. and Gates I.D. «Emulsion Flow Study in SAGD and ES-SAGD» // SPE paper 157830. – 2012. – Canada, Alberta, Calgary. – June 12-14. – P. 4-20 (in English)
9. Chan S., Chen Z. and Dong M. Experimental and numerical study of primary water mobility in bitumen reservoirs and its impact on SAGD. // J Petrol Sci&Eng. – 2012. – P. 30-39 (in English)
10. Badanina Yu.V. Razrabotka i issledovanie teploizolirujushhih konstrukcij truboprovodov na osnove korotkih bazal'tovyh volokon [Development and research of heat-insulating structures of pipelines based on short basalt fibers]. // Inzhenernyj zhurnal: nauka i innovacii = Engineering Journal: Science and Innovations. – 2014. – Issue. 2. – P. 13-7 (in Russian)
11. Zaurbekov K.S., Zaurbekov S.A., Baimukhametov M.A. Sistema skvazhinno go termojelektricheskogo modulja, razmeshhaemogo v kolonne NKT [Downhole thermoelectric module system placed in the tubing string]. // – Patent №36103 = Patent No.36103, dated February 17, 2023. – bul. No.7 (in Russian)
12. Makienko G.P. Kabeli i provoda, primenjaemye v neftegazovoj industrii [Cables and wires used in the oil and gas industry]. // – Perm: Style – MG. – 2004. – P. 560 (in Russian)

Сведения об авторах:

Заурбеков К.С., магистр технических наук, докторант кафедры «Нефтяная инженерия» Satbayev University (г. Алматы, Казахстан), kaadmen.95@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7425-7448>

Заурбеков С.А., кандидат технических наук, профессор кафедры «Технологические машины и транспорт» Satbayev University (г. Алматы, Казахстан), s.zaurbekov@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-8025-0824>

Балгаев Д.Е., магистр техники и технологии, докторант кафедры «Технологические машины и транспорт» Satbayev University (г. Алматы, Казахстан), dos_mjk@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-9278-7653>

Авторлар туралы мәліметтер:

Заурбеков Қ.С., техника ғылымдарының магистрі, «Мұнай инженериясы» кафедрасының докторанты Satbayev University (Алматы қ., Қазақстан)

Заурбеков С.А., т.ғ.к., Satbayev University профессоры «Технологиялық машиналар және көлік» кафедрасы (Алматы қ., Қазақстан)

Балгаев Д.Е., техника және технология магистрі, «Технологиялық машиналар және көлік» кафедрасының докторанты Satbayev University (Алматы қ., Қазақстан)

Information about authors:

Zaurbekov K.S., Master of Technical Sciences, doctoral student of Satbayev University, Department of Petroleum Engineering (Almaty, Kazakhstan)

Zaurbekov S.A., Candidate of Technical Sciences, Professor of Satbayev University, Department of Technological Machines and Transport (Almaty, Kazakhstan)

Balgayev D.Y., Master of Engineering and Technology, Doctoral student of the Department of Technological Machines and Transport Satbayev University (Almaty, Kazakhstan)