

Добыча Тяжелой Нефти в России: Использование опыта канадских компаний

ТЕХНОЛОГИИ ГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ ПРИ ЗАКАЧКЕ ПАРА (SAGD) И ГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ ПРИ ЗАКАЧКЕ ПАРА С РАСШИРЯЮЩИМСЯ РАСТВОРИТЕЛЕМ (ES-SAGD)

Т.Н. Наср

Научный совет провинции Альберта

Heavy Oil Recovery in Russia: Following the Canadian Lead

SAGD & ES-SAGD TECHNOLOGIES

T.N. Nasr

Alberta Research Council

Россия всегда была известна как ведущая сила в добыче углеводородов; в самом деле, бывали периоды, когда она вытесняла Саудовскую Аравию с первого места. В последнее время этот рынок находится в переходной стадии; гигантские месторождения советской эры начали в последние несколько лет истощаться, многолетний недостаток инвестиций в геологоразведку нанес значительный ущерб. Добыча постоянно падала, и лишь недавно зоны, где ведутся геологоразведочные работы, расширились за счет некоторых районов Сибири и российской части Арктики.

В то время как некоторые эксперты предсказывают пик нефтедобычи уже в 2030 г., все больше возрастает интерес к так называемым «нетрадиционным ресурсам», таким, как тяжелая нефть и битум. Технология извлечения таких запасов стремительно развивается, и неожиданно эта огромная страна с истощенными углеводородными запасами получает потенциал для будущего развития.

Итак, какой процент российской нефти можно считать реально извлекаемым? Самыми надежными из доступных источников являются данные BP и 'Ойл энд Гэз Джорнал', но они расходятся приблизительно на 13 миллиардов баррелей.

Приведенный выше график не проводит разделения между традиционной или нетрадиционной нефтью; тем не менее, Геологическая служба США (USGS) сделала предположение, что Российская Федерация обладает приблизительно 13.4 млрд. баррелями извлекаемой тяжелой нефти и

Russia has always been known as a major force for hydrocarbon production; indeed there have been times when it has bested Saudi Arabia as the globe's top. It has been a market in transition recently; the pumps at the giant Soviet era fields have started to wain over the last few years and the years of underinvestment in exploration have started to take their toll. Production has fallen steadily and only recently have the exploration boundaries been pushed further in Siberia and the Russian Arctic.

With some experts predicting peak oil as early as 2030, there is more and more interest in so called "unconventional resources" such as heavy oil and bitumen. Technology in the recovery of such reserves is advancing rapidly and suddenly this huge country with depleted hydrocarbon reserves has an opportunity for the future.

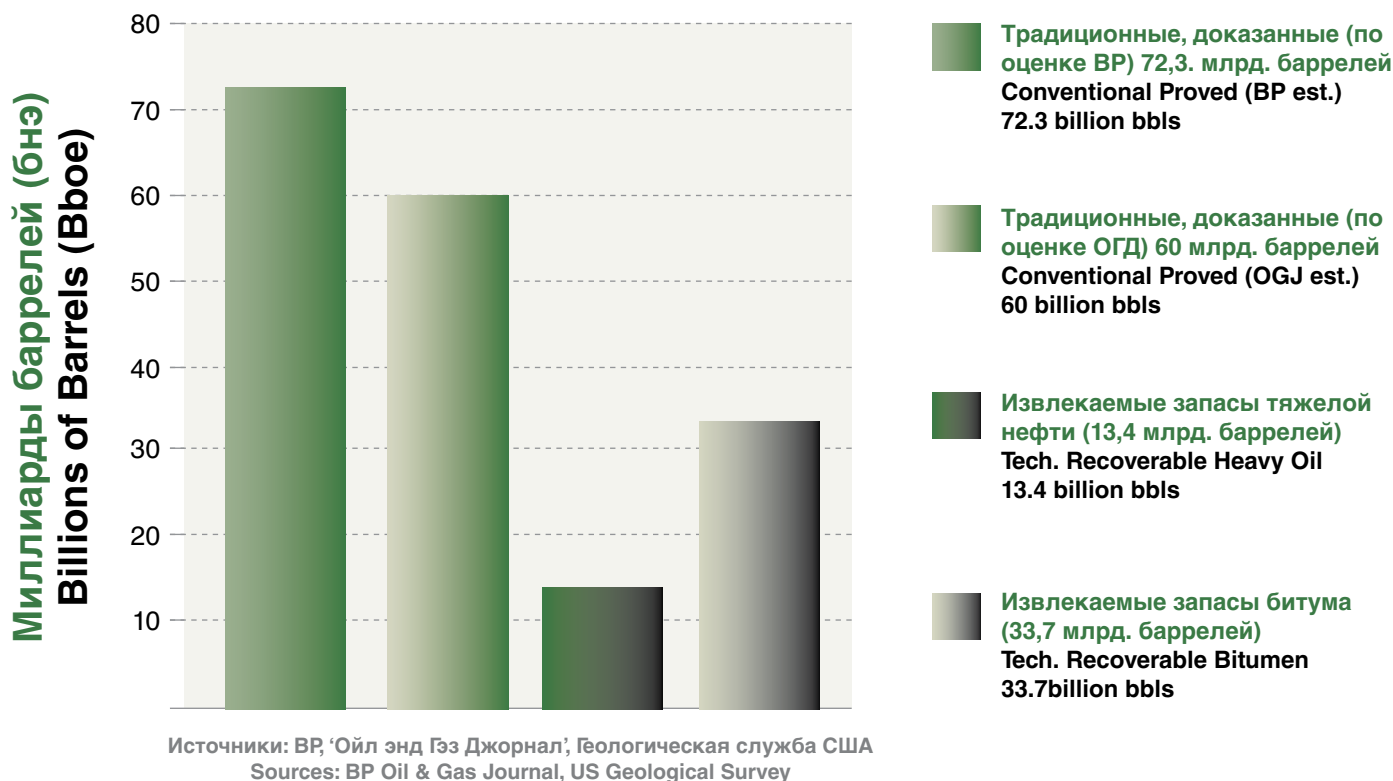
So, what percentage of Russia's oil can realistically be recovered? The best sources available are from BP and the Oil and Gas Journal, but they differ by some 13 billion barrels.

The graph on the following page makes no distinction between conventional or unconventional oil; however the USGS has speculated that the Russian Federation has roughly 13.4 billion barrels of technically recoverable heavy oil and 33.7 billion barrels of technically recoverable barrels of bitumen. The most promising technology being used in the heavy oil capital of the world, Canada, is Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)

Canadian Bitumen Resource

The Canadian bitumen deposits are almost entirely located in the province of Alberta. Three major deposits

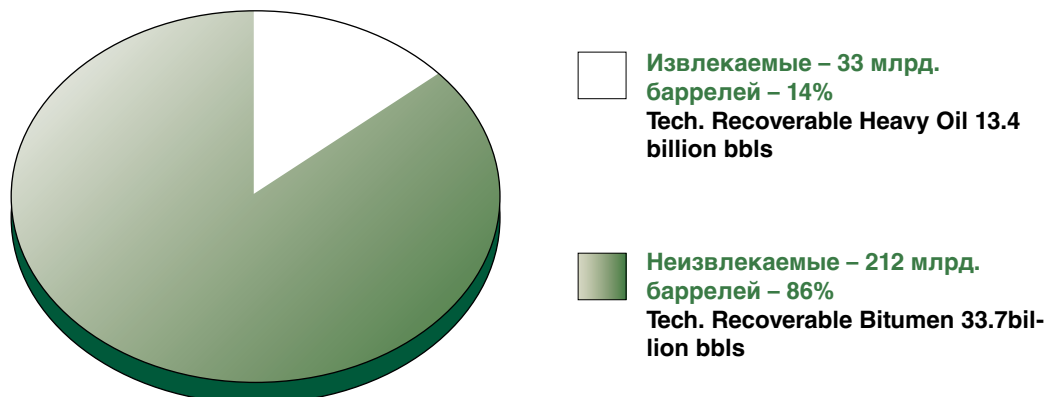
Нефтяные запасы России, 2005 Russian Oil Reserves 2005



33.7 млрд.баррелями извлекаемого битума. Наиболее перспективной технологией, которая использовалась в мировой столице тяжелой нефти, Канаде, является гравитационное дренирование при закачке пара (SAGD).

are defined as Athabasca, Cold Lake and Peace River. The average depths of the deposits are 300, 400 and 500 m, respectively. The total initial volume-in-place of bitumen is estimated to be 259.1 billion m3. This estimate could ultimately reach 400 billion

Российский коэффициент извлечения битума Russian Bitumen Recovery Rate



Источник: Геологическая служба США
Sources: US Geological Survey

Канадские запасы битума

Канадские залежи битума почти полностью располагаются в провинции Альберта. Атабаска

m3 by the time all exploratory developments are completed. This shows that Canada has the world's largest bitumen deposits. Out of the total volume, 24 billion m3 are available for surface mining techniques.

(Athabask), Колд Лейк (Cold Lake) и Пис Ривер (Peace River) являются тремя крупнейшими месторождениями. Средние глубины этих залежей – 300, 400 и 500 м, соответственно. Общий первоначальный объем пластовых залежей битума оценивается в 259,1 млрд. м3. Эта расчетная цифра может достигнуть 400 млрд. м3 к тому времени, как будут завершены все изыскательские разработки. Таким образом, Канада обладает крупнейшими в мире запасами битума. 24 млрд. м3 из общего объема пригодны для технологий разработки открытым способом. Месторождение в Атабаске является единственной залежью в мире с извлекаемыми запасами, доступными для разработки открытым способом. Около 376 млрд. м3 залегают слишком глубоко для того, чтобы вести разработку открытым способом, эти запасы могут разрабатываться при помощи различных технологий на месте естественного залегания. Тем не менее, при применении существующих технологий ожидается извлечение приблизительно 12%, или ~ 50 млрд. м3 от общего объема пластовых запасов. Ожидается, что этот процент возрастет при внедрении новых разработок в технологиях добычи. Совсем недавно новые решения, внедренные в наклонно-направленной бурении и в технологии телеметрии в процессе бурения (MWD) облегчили разработку новых способов добычи на месте естественного залегания. Эти новые технологии, а именно, гравитационное дренирование при закачке пара (SAGD) и гравитационное дренирование при закачке пара с расширяющимся растворителем (ES-SAGD), значительно улучшили контакт ствола скважины с коллектором, подняли показатели эффективности и дебиты по нефти и снизили затраты на добычу.

ГРАВИТАЦИОННОЕ ДРЕНИРОВАНИЕ ПРИ ЗАКАЧКЕ ПАРА (SAGD)

Наиболее перспективной технологией термического извлечения является процесс гравитационного дренирования при закачке пара (SAGD). В ходе данного процесса две горизонтальные скважины, разделенные расстоянием по вертикали, проходят около подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для закачки пара, который поднимается вверх и создает над скважиной своеобразную большую паровую камеру, а нижняя скважина используется для сбора добытой жидкости (пластовой воды, конденсата и нефти). Поднимающийся пар конденсируется на границе камеры, нагревая и увлекая нефть в эксплуатационную скважину. Этот процесс помогает добиться высокого коэффициента извлечения и большого дебита по нефти при экономичных значениях нефтепарового фактора (OSR). Батлер (Butler) разработал эмпирическую

Athabasca deposit is the only deposit with surface mineable reserves. About 376 billion m3 lie too deep to be surface-mined and are exploitable by in-situ technologies. However, approximately 12%, or ~ 50 billion m3 of the total volume-in-place is estimated to be ultimately recovered by existing technologies. That percentage is expected to increase as more advances in recovery technologies are made. Most recently, advances made in directional drilling and measuring while drilling (MWD) technologies have facilitated development of new in-situ production technologies such as the steam assisted gravity drainage (SAGD) and Expanding Solvent-SAGD (ES-SAGD) that have significantly improved well-bore reservoir contact, sweep efficiencies, produced oil rates and reduced production costs.

STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE (SAGD)

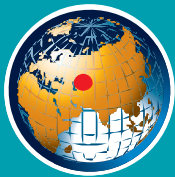
The most promising thermal recovery technology is the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) process. In this process, two horizontal wells separated by a vertical distance are placed near the bottom of the formation. The top horizontal well is used to inject steam, which rises forming a large steam chamber above the well, and the bottom well is used to collect the produced liquids (formation water, condensate, and oil). The rising steam condenses on the boundary of the chamber, heating and entraining the oil to the production well. The process leads to a high recovery and high oil rate at economic oil-to-steam ratios (OSR). Butler developed an empirical correlation for determining the oil rate from the SAGD process as a function of reservoir and oil properties. This correlation is given by the following:

$$q = 2 \sqrt{\frac{1.5\phi\Delta S_o k g \alpha H}{m v_s}}$$

Oil drainage rate as a function of reservoir and oil properties

The Underground Test Facility (UTF-Phase A) at Fort McMurray, Alberta, Canada was constructed in 1985 by the Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA) and industry partners to test the SAGD technology. The process was tested from December 1987 to mid 1990. The UTF-Phase A project was the first successful field demonstration of the SAGD process. In addition to proving the concept of SAGD, it also provided operational know-how, which is critical to its successful commercial application.

Following the success of the UTF Phase A project, 500 m long horizontal wells have been used in subsequent phases to further test the commercial viability of the SAGD process. In addition, a number of field pilots



7th North Caspian Regional Exhibition



www.ite-exhibitions.com/og
www.oil-gas.kz



ATYRAU OIL & GAS

9 - 11 April 2008

ATYRAU, KAZAKHSTAN

Organisers:



ITE (London)
Tel: + 44 (0) 20 7596 50 78
Fax: + 44 (0) 20 7596 51 06
E-mail: oilgas@ite-exhibitions.com

корреляцию для определения дебита по нефти в результате процесса SAGD как функцию свойств коллектора и нефти. Эта корреляция выражена формулой:

$$q = 2 \sqrt{\frac{1.5\phi\Delta S_o k g \alpha H}{m v_s}}$$

Коэффициент дренирования нефти
как функция свойств коллектора и нефти

В 1985 году в Форт МакМюррей провинции Альберта (Канада) силами Технологической и Исследовательской Организации по Нефтеносным Пескам провинции Альберта (AOSTRA) и отраслевых партнеров была построена Подземная Испытательная Установка (UTF-Этап А) с целью апробации технологии гравитационного дренирования при закачке пара. Процесс испытаний длился с декабря 1987 до середины 90-х годов. Проект UTF-Этап А стал первой успешной демонстрацией процесса SAGD в ходе эксплуатации. Он не только подтвердил концепцию SAGD, но также и обеспечил эксплуатационные ноу-хау, что является наиболее важным для успешного коммерческого применения.

Вслед за успехом проекта UTF Фаза А, для дальнейшего определения коммерческой целесообразности процесса SAGD были использованы горизонтальные скважины 500 м в длину в последовательных фазах. Кроме того, на других залежах тяжелой нефти в Западной Канаде (Альберта и Саскачеван), а также по всему миру испытываются промысловые пилотные образцы. При помощи этих пилотных образцов было испытано использование горизонтальных скважин с доступом с поверхности и расширенные применения процесса SAGD для проблемных коллекторов. Эти коллекторы часто характеризуются более низкой проницаемостью, залегают глубже, имеют переходные зоны подошвенной воды, с изначально газонасыщенной «подвижной» нефтью и водяными/газовыми шапками. В Альберте успех этих пилотных образцов привел к появлению нескольких коммерческих проектов на основе процесса SAGD, которые в данный момент находятся в процессе реализации.

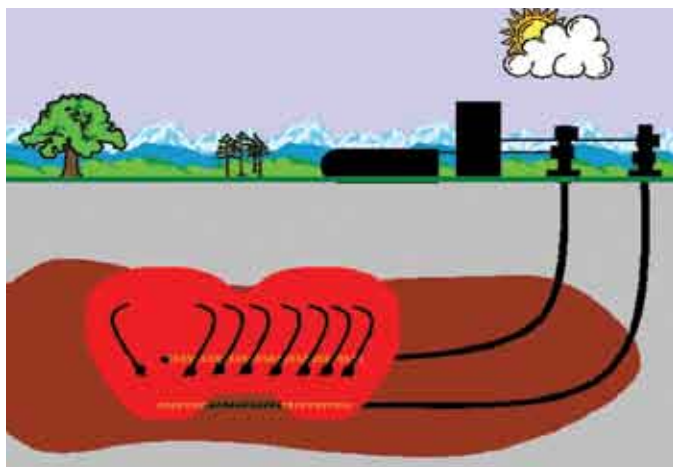
Текущие усовершенствования процесса SAGD направлены на повышение дебитов по нефти, нефтепарового фактора (OSR), снижение энергетических потребностей и минимизацию требований по сбросу воды. В дополнение к SAGD был достигнут прогресс в разработке комбинированных процессов закачки пара-



Для подземного доступа к коллектору
используются шахты и туннели

Shafts and tunnels are used for underground access of the reservoir

are in progress in other heavy oil reservoirs in western Canada (Alberta and Saskatchewan), and around the world. These pilots tested the use of surface accessed horizontal wells and extended SAGD applications to problem reservoirs. These reservoirs often have lower permeabilities, are deeper, have bottom water transition zones, with initial gas-saturated “live” oil and top water / gas caps. In Alberta, the success of these pilots has led to a number of commercial SAGD projects that are currently underway.



Горизонтальные скважины открытой разработки
с применением процесса SAGD

Surface accessed SAGD horizontal wells

Current developments of the SAGD process are aimed at improving oil rates, OSR, reducing energy and minimizing water disposal requirements. In addition to SAGD, progress has been made in the development of combined steam-solvent injection processes, a novel approach for combining the benefits of steam and solvents in the recovery of heavy oil and bitumen. A newly patented Expanding Solvent-SAGD “ES-SAGD” process has been successfully field-tested recently

OTC.08



WWW.OTCNET.ORG/2008

WAVES OF CHANGE

2008 OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE
5-8 MAY :: RELIANT PARK :: HOUSTON, TEXAS, USA

The Offshore Technology Conference is the world's foremost event for the development of offshore resources in the fields of drilling, exploration, production, and environmental protection.

Plan now to attend!

www.otcnet.org/2008

растворителя – это новаторский подход в совмещении преимуществ пара и растворителей для извлечения тяжелой нефти и битума. Недавно запатентованный процесс гравитационного дренирования при закачке пара с расширяющимся растворителем (“ES-SAGD”) успешно прошел промысловые испытания и привел к увеличению дебитов по нефти, нефтепарового фактора и уменьшению потребностей в электроэнергии и воде по сравнению с процессом SAGD.

ГРАВИТАЦИОННОЕ ДРЕНИРОВАНИЕ ПРИ ЗАКАЧКЕ ПАРА С РАСШИРЯЮЩИМСЯ РАСТВОРИТЕЛЕМ (ES-SAGD)

В концепции процесса ES-SAGD углеводородная добавка низкой концентрации закачивается в поток в ходе гравитационно обусловленного процесса, схожего с процессом SAGD. Углеводородная добавка выбирается таким образом, чтобы она могла выпариваться и конденсироваться при тех же условиях, что и водная фаза. Таким образом, при выборе углеводородного растворителя, растворитель будет конденсироваться вместе с конденсированным паром на границе паровой камеры. Конденсированный растворитель вокруг контактной поверхности паровой камеры разжижает нефть, и, во взаимодействии с высокой температурой, снижает ее вязкость.

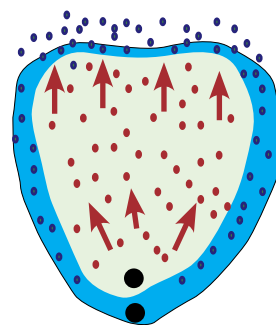
В примере, показанном ниже, с повышением углеродного числа добавки растворителя повышается и температура парообразования. Самую близкую температуру парообразования к температуре нагнетаемого пара имеет гексан (215 °C при рабочем давлении в 2,1 МПа), что приводит к более высокому коэффициенту дренирования нефти из пласта. С другой стороны, температура парообразования C8 превышает температуру нагнетаемого пара и, по сравнению с Гексаном, наблюдается снижение в коэффициенте дренирования нефти.

Канадская Корпорация EnCana руководила пилотным применением процесса ES-SAGD на своем Термальном проекте «Сенлак» (Senlac) в 2002 г. для тяжелой нефти. EnCana испытала и продолжает эксплуатировать этот процесс на своем битумном SAGD проекте Кристина Лейк (Christina Lake). На проекте Кристина Лейк в течение 5 месяцев эксплуатировался традиционный процесс SAGD, затем последовало применение процесса ES-SAGD в течение примерно полугода до февраля 2005 г. В течение этого короткого временного периода наблюдалось значительное улучшение показателей добычи нефти и нефтепарового фактора (SOR). Было также отмечено серьезное

and has resulted in improved oil rates, OSR and lower energy and water requirements as compared to SAGD.

THE ES-SAGD PROCESS

In the ES-SAGD concept, a hydrocarbon additive at low concentration is co-injected with steam in a gravity-dominated process, similar to the SAGD process. The hydrocarbon additive is selected in such a way that it would evaporate and condense at the same conditions as the water phase. By selecting the hydrocarbon solvent in this manner, the solvent would condense, with condensed steam, at the boundary of the steam chamber. Condensed solvent around the interface of the steam chamber dilutes the oil and in conjunction with heat, reduces its viscosity.

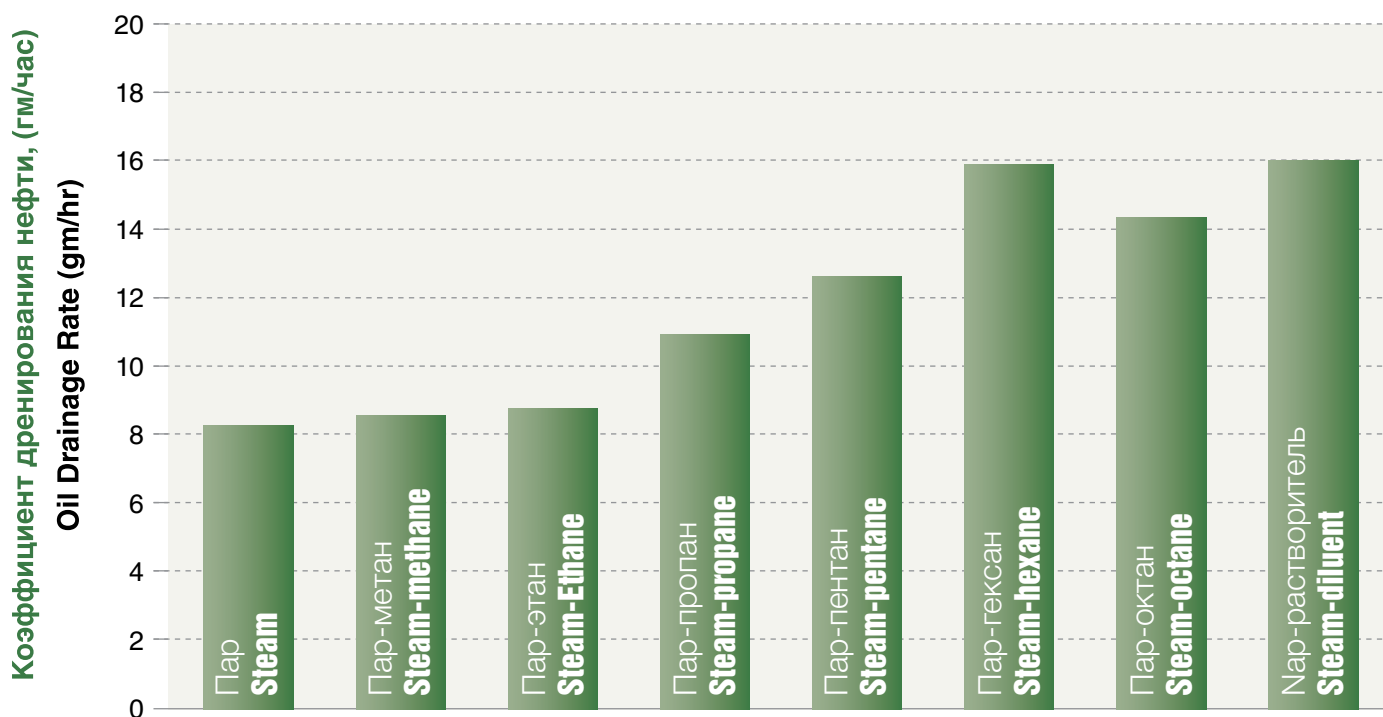


Концепция ES-SAGD
The ES-SAGD concept

In the example shown below, as the carbon number of the solvent additive increases, the vaporization temperature increases. Hexane has the closest vaporization temperature to the injected steam temperature (215 °C at the operating pressure of 2.1 MPa) and resulted in a higher oil drainage rate. On the other hand, C8 has a vaporization temperature that exceeded the injected steam temperature and a decline in oil drainage rate is noticed as compared to Hexane.

EnCana Corporation of Canada has piloted the SAGD-solvent process at its Senlac Thermal project in 2002 for heavy oil and has tested and still operating this process at its Christina Lake SAGD project for bitumen. At the Christina Lake project, conventional SAGD was operated for about 5 months followed by introduction of the SAGD-solvent for about half a year till February 2005. A significant improvement of oil production rate and SOR were observed within this short time interval. A major improvement in produced oil quality was also observed. Suncor Energy, and other oil companies, are currently testing, or planning to test, the SAGD-solvent process in the field.

Влияние типа растворителя на дренирование нефти Impact of solvent type on oil drainage



Влияние типа растворителя на дренирование нефти Impact of solvent type on oil drainage

улучшение качественных характеристик добываемой нефти. Suncor Energy и другие нефтяные компании в данное время испытывают либо планируют испытать процесс ES-SAGD в условиях промысловой эксплуатации.

За дополнительной информацией обращайтесь:

Тауфик Н.Наср, кандидат наук (Ph.D)

Лидер в Стратегической Области Извлечения Нефти при Помощи Пара и Растворителя, Тяжелая Нефть и Нефтеносные Пески, Исследовательский Совет провинции Альберта, Эдмонтон, Альберта, Канада, T6N 1E4

Телефон (780) 450-5484

For More Information, Contact:

Tawfik N. Nasr, Ph.D

Steam-Solvent Oil Recovery Strategic Area Leader, Heavy Oil & Oil Sands, Alberta Research Council, Edmonton, Alberta, Canada, T6N 1E4

Phone (780) 450-5484