ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ РАСТВОРИТЕЛЯ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

HEAVY OIL RECOVERY: CYCLIC SOLVENT INJECTION

Хосе Альварес и Рой Коатс
Научно-исследовательский совет Альберты

Канадские запасы тяжелой нефти

Балансовые запасы тяжелой нефти Западно-Канадского осадочного бассейна составляют не менее 30 млрд. баррелей. Приблизительно две трети указанных запасов, или 19 млрд. баррелей, находится в пластах-коллекторах тяжелой нефти в районе г. Ллойдминстер. Таким образом, данное месторождение на границе провинций Альберта и Саскачеван имеет стратегически важное значение для энергетики Канады, поскольку объем добываемой тяжелой нефти составляет почти 20% от всего объема канадской нефтедобычи.

Характерной особенностью нефтеносных пластов месторождения Ллойдминстер можно считать то, что они представляют собой тонко- и мелкозернистые неуплотненные песчаные горизонты из достаточно чистого кварца, пористость которых составляет 29-35%. Температура в таких пластах, залегающих на глубинах не более 500-600 м, не превышает 22 °С, а величина их проницаемости варьируется от 100 до 5000 мД. Плотность нефти составляет 13-17 °АНИ, при этом вязкость дегазированной нефти может быть доходить до 40 000 мПа-с. Кроме того, около 80% балансовых запасов нефти сосредоточено в пластах толщиной менее 5 м, что создает дополнительные проблемы при осуществлении нефтедобычи.

Разработка первичными методами

Разработка месторождения Ллойдминстер первичными методами, как стандартными, так и нестандартными (холодная добыча тяжелой нефти вместе с песком, CHOPS), ведется уже около 60 лет, при этом данная технология используется большинством канадских компаний, занимающихся добычей тяжелой нефти. Коэффициент извлечения нефти составляет порядка 8 - 15% начальных балансовых запасов. При холодной добыче успешно используется специализированное насосное

Jose Alvarez and Roy Coates
Alberta Research Council

Canadian Heavy Oil Resources

The Western Canadian Sedimentary Basin (WCSB) contains as much as 30 billion barrels of heavy oil in place (OIP). Approximately two thirds of these resources, 19 billion barrels, are located in the heavy oil reservoirs of the Lloydminster area. Therefore, the Lloydminster area, located on the Alberta-Saskatchewan border, has a strategic importance for the energy sector in Canada as heavy oil production accounts for almost 20% of the total Canadian oil production.

The Lloydminster reservoirs are characterized by being very fine to fine grained relatively clean quartz unconsolidated sand bodies with porosities ranging from 29 to 35%. These relatively shallow reservoirs, 500 to 600 m deep, have temperatures around 22°C and permeability values varying from 100 to 5,000 md. The oil gravity ranges from 13 to 17 °API and dead oil viscosities can be as high as 40,000 mPas. Additionally, around 80% of the OIP is found in formations that are less than 5 m thick, which leads to additional exploitation challenges.

Primary Production

Primary production, conventional or unconventional (cold heavy oil production with sand, CHOPS), in the Lloydminster area has been under way for about 60 years and is the technology applied by most of the Canadian heavy oil producers. Recovery factors are in the order of 8 to 15% OOIP. Cold Production takes the advantage of specialized pumping equipment, e.g. progressive cavity (PC) pumps, in order to deliberately produce sand along with the reservoir fluids. The production of sand creates long channels or wormholes with high permeability. Evidence suggests that some wormholes may grow as far as 200m from the production well. The combination of foamy oil behavior and the high permeability channels accounts for the high recovery factors and high production rates encountered in most of the Lloydminster's reservoirs.

оборудование (например, установки винтовых насосов), с помощью которого производится откачка специально созданной смеси пластового флюида и песка. Добыча песка приводит к возникновению длинных каналов, или «червоточин», обладающих высокой проницаемостью. Опыт показывает, что некоторые каналы могут отходить в стороны от эксплуатационной скважины на расстояние до 200 м. Сочетание пенистости нефти с высокопроницаемыми каналами обуславливает высокие коэффициенты извлечения и высокие дебиты, наблюдаемые у большинства нефтеносных пластов месторождения Ллойдминстер.

Несмотря на коммерческий успех технологии холодной добычи, существует ряд признаков, по которым можно судить о вероятном достижении предела ее возможностей. По имеющимся оценкам, объем добываемой в настоящее время нефти составляет 36 500 м^3/сут (230 000 барр./сут), при этом согласно прогнозам в следующем десятилетии произойдет снижение добываемых объемов на 50%. Причиной такого снижения добычи являются следующие факторы:

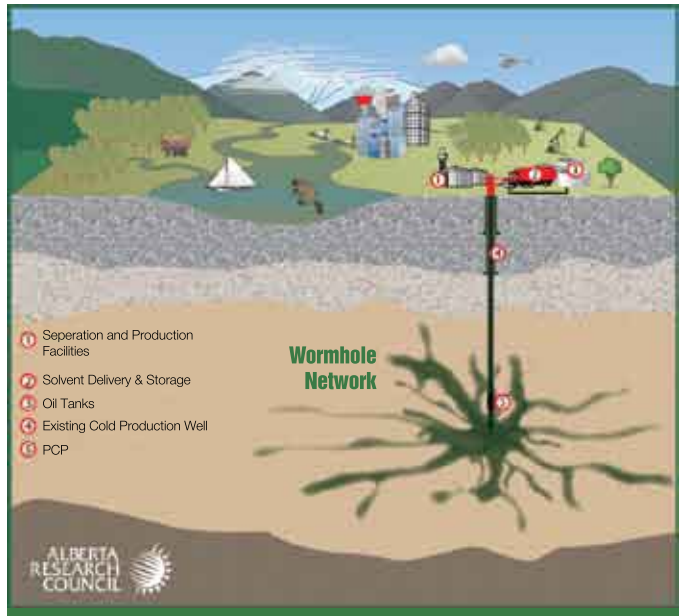
- отсутствие новых месторождений, пригодных для разработки с применением методики холодной добычи;
- обводнение скважин за счет притока воды по сети каналов;
- снижение пластового давления и энергии пластов;
- низкий приток жидкости и высокий газовый фактор;
- невозможность эксплуатации скважин дольше 7-8 лет в силу вышеуказанных причин.

Схематическое изображение пласта после применения технологии холодной добычи тяжелой нефти вместе с песком

In spite of the commercial success of cold production, there are several indicators that suggest it may be reaching a plateau. Actual production is estimated to be 36,500 m^3/d (230,000 bbl/d) and production forecasts are showing a 50% decline over the next decade. Several factors are contributing to this production decline:

- Industry is running out of new sites for cold production
- Watering out of wells due to water encroachment through wormhole systems
- Pressure depletion and reduced drive energy
- Low liquid inflow and high producing GOR
- Wells do not last more than 7 to 8 years due to above reasons

Therefore, the future of these reservoirs depends on the development of post-cold production technologies to tackle the remaining 85% to 90% of OOIP.



Schematic representation of a reservoir after CHOPS

Post-Cold Production Technologies

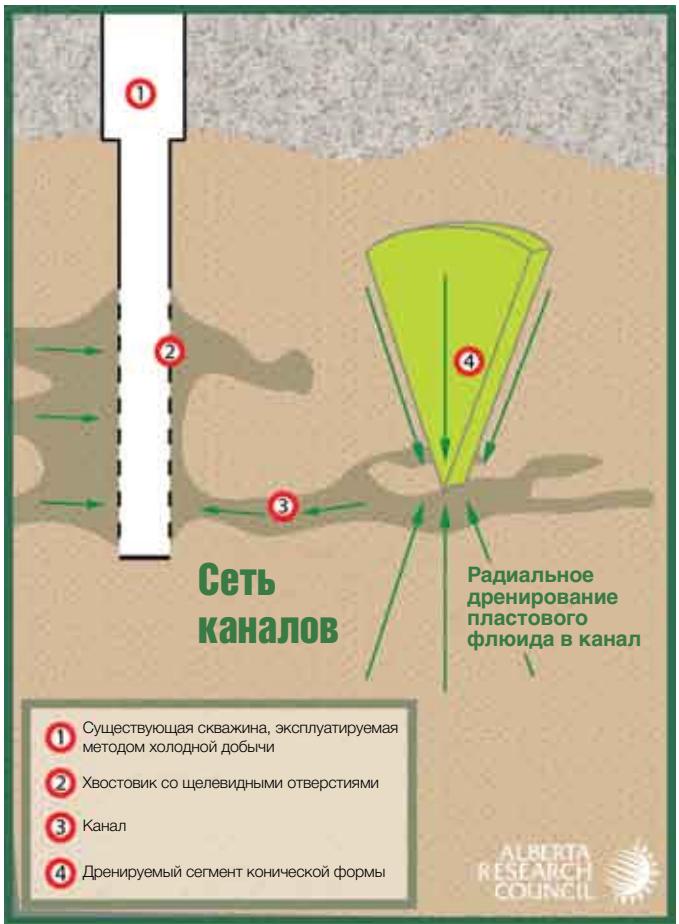
Evaluation of follow up processes for mature cold production reservoirs has been a research topic for the last 15 years in Western Canada. Thermal and non thermal processes have been investigated at laboratory scale using reservoir properties representative of Lloydminster reservoirs. The aim of the research has been the development of an economically viable IOR process which utilizes the existing wells and wormhole networks to provide access for injection of stimulation fluids into the formation. The injected fluids reenergize the formation, supply drive energy and correct mobility imbalances through viscosity reduction and phase redistribution.

The experiments are performed in a radial drainage apparatus, representing a segment of the reservoir

Таким образом, перспектива разработки данных пластов в будущем определяется разработкой технологий, которые будут использоваться после холодной добычи, чтобы обеспечить возможность извлечения остающихся 85 - 90% начальных балансовых запасов нефти.

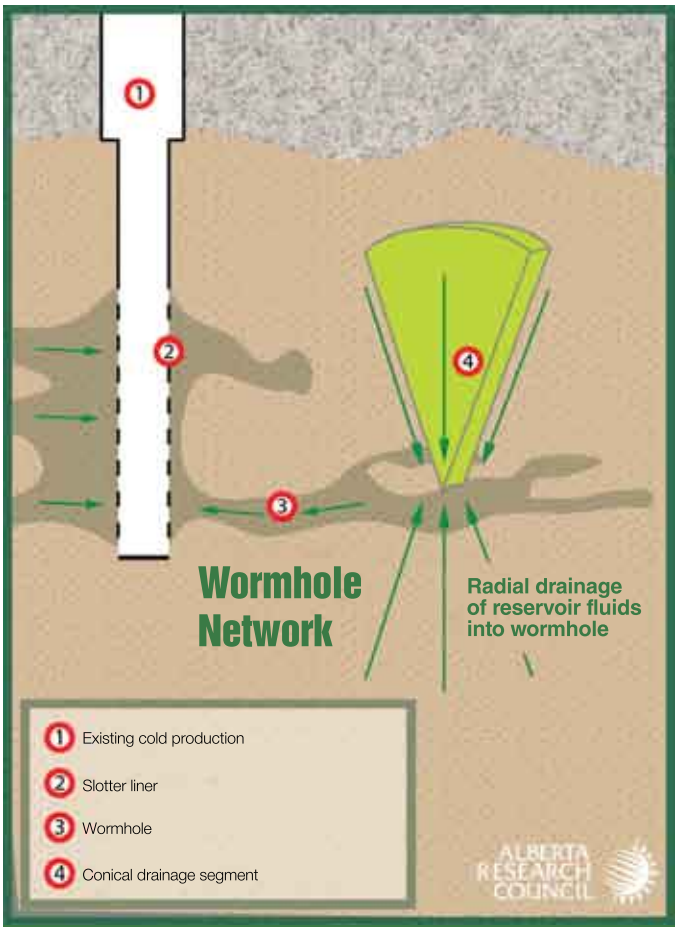
Технологии, предлагаемые вместо холодной добычи нефти

Оценка процессов последующей добычи на старых месторождениях, разрабатываемых методами холодной добычи, вот уже в течение 15 лет является предметом исследований, проводящихся в Западной Канаде. Исследования процессов термической и нетермической добычи проводятся в лабораторных условиях, при этом в качестве исходных данных были взяты коллекторские свойства пластов месторождения Ллойдминстер. Задачей подобных исследований является разработка экономически целесообразного метода увеличения коэффициента извлечения нефти при условии использования уже имеющейся сети скважин и каналов с целью осуществления закачки в них жидкостей для воздействия на пласты. Закачиваемые жидкости обеспечивают создание в пластах требуемого давления, поддержание энергии пластов, а также позволяют скорректировать дисбаланс степени



Сегмент резервуара, дренируемого через канал

draining into a 6 cm diameter wormhole located in the middle of 6 m thick pay zone. The assumption for this configuration is that once the wormhole is created, the mechanisms controlling fluid production generally affect the flow of fluids between the reservoir and the wormhole, and that this flow is in a radial direction. The model is 3 m in length, with a 1 cm internal diameter at the bottom and a 12 cm internal diameter at the top.



Segment of the reservoir draining into a wormhole

More than 15 experiments were performed in the radial drainage apparatus evaluating thermal and non-thermal follow-up processes

Thermal Processes

Economical analysis, based on simulation results, indicated that cyclic steam stimulation (CSS) has more potential to be economic in thicker reservoirs, i.e. pay zones greater than 15 m. This observation is in line with that reported from field experiences in thin pay zones of Lloydminster, where high heat losses have produced uneconomic outcomes. These results rule out thermal processes for more than 80% of the Lloydminster reservoirs.

Non-Thermal Processes

In the cyclic solvent injection concept (CSI), a solvent mixture is injected in the reservoir, followed by a

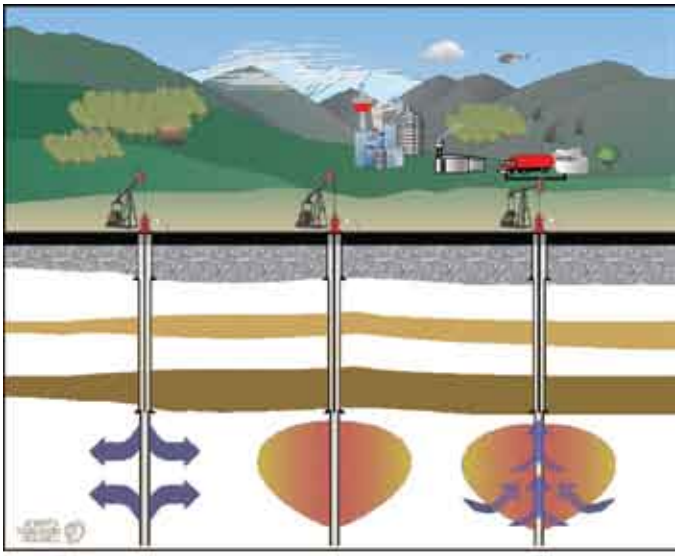
подвижности флюида за счет снижения вязкости и перераспределения фаз.

Эксперименты проводятся в аппарате радиального дренирования, имитирующем сегмент пласта, дренируемого через канал диаметром 6 см, который проходит через нефтепродуктивную зону мощностью 6 м. При такой конфигурации предполагается, что при наличии образовавшегося канала на поток флюида между ним и пластом начинают преимущественно воздействовать механизмы регулирования продуктивности, при этом перемещение флюида происходит в радиальном направлении. Длина модели составляет 3 м, ее нижний внутренний диаметр равняется 1 см, верхний внутренний диаметр – 12 см.

В аппарате радиального дренажа было выполнено более 15 экспериментов с целью оценки термических и нетермических процессов последующей добычи.

Термические процессы

Анализ результатов моделирования с экономической точки зрения показал, что технология циклической паростимуляции является более предпочтительной в плане ее рентабельности при добыче нефти из более мощных пластов, например, из нефтепродуктивных зон мощностью более 15 м. Данное наблюдение подтверждается практическим опытом разработки пластов малой мощности на месторождении Ллойдминстер, когда было выяснено, что высокие тепловые потери обуславливают нерентабельность



Этап 1. Нагнетание пара Нагнетание пара под высоким давлением в пласт, разрабатываемый методом холодной добычи

Этап 2. Период выдерживания Нагрев пласта паром и конденсированной водойwater

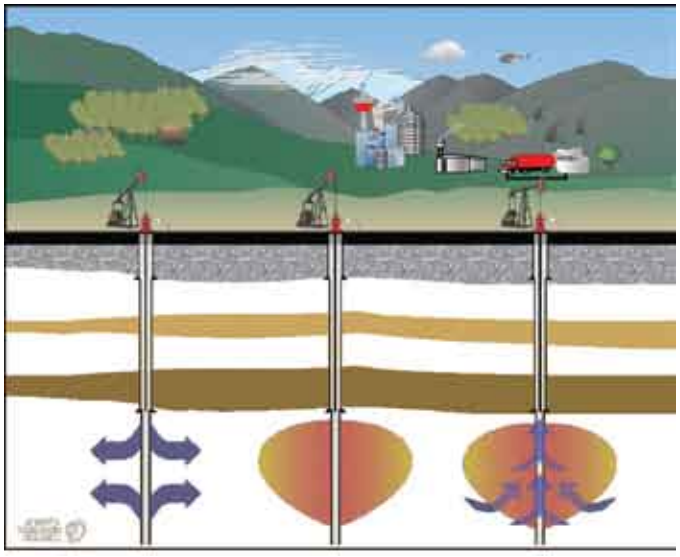
Этап 3. Добыча Нагретая нефть и вода

Процесс циклической паростимуляции

Аппарат радиального дренирования

Radial drainage apparatus

soak period and a production period, analogous to the CSS process. As a rule of thumb, the solvent mixtures to be used in the CSI process should be predominantly gaseous to replace the voidage created by primary production, have good solubility in oil, be readily available and be relatively inexpensive. With those requirements in mind several solvent mixtures have been evaluated. These mixtures consist of an inexpensive carrier gas such as methane or carbon dioxide, enriched by propane or butane.



Stage 1: Steam Injection Steam is injected at high pressure into cold reservoir

Stage 2: Soak Phase Steam & condensed water heat reservoir

Stage 3: Production Heated oil & water are pumped to the surface

Cyclic steam stimulation process

The mixtures compositions were selected such that for the experimental pressure range, they were either in the gas phase region, close to the dew point or in the two phase region. Operational conditions, such as number of cycles, soak time, solvent loading, comingled or slug injection strategies, are key in this process and should be evaluated in physical and numerical models before testing the CSI technology in the field.

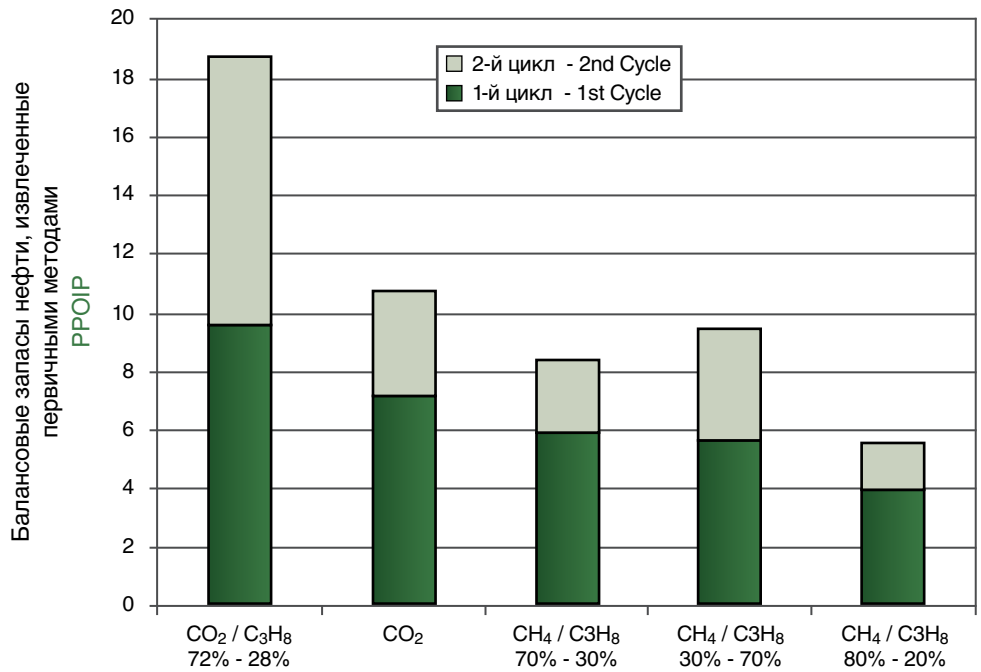
процесса добычи. Все эти факты исключают применение технологий нефтедобычи на основе термических процессов для разработки более чем 80% нефтяных пластов месторождения Ллойдминстер.

Нетермические процессы

Технология циклической закачки растворителя предусматривает нагнетание растворяющей смеси в пласт с последующим выдерживанием и переходом к добыче, как и в случае применения технологии циклической паростимуляции. Практика показывает, что закачиваемые в пласт растворяющие смеси должны быть преимущественно газообразными, чтобы происходило заполнение свободного порового пространства пласта, возникшего в результате его разработки первичными методами. Кроме того, данные растворяющие смеси должны обладать хорошей растворимостью в нефти, а также быть легкодоступными и относительно недорогими. С учетом данных требований были рассмотрены несколько видов растворителей. Основу таких растворяющих смесей составляет недорогой газ-носитель, в качестве которого обычно используется метан или углекислый газ, обогащенный пропаном или бутаном. Состав растворяющих смесей подбирался таким образом, чтобы в экспериментальном диапазоне давления они представляли бы собой газ при температуре, близкой к точке росы, или двухфазную смесь. Перед опробованием технологии циклической закачки растворителя в промысловых условиях очень важно произвести оценку таких ключевых эксплуатационных параметров, как количество циклов, время выдерживания, загрузка растворителя, нагнетание путем непрерывного подмешивания или порционное нагнетание, для чего используются различные физические и численные модели.

На представленном ниже рисунке сравниваются коэффициенты извлечения для случаев, когда применяются растворяющие смеси на основе метана, а также на основе углекислого газа с добавлением пропана. При использовании растворяющих смесей на основе углекислого газа коэффициенты извлечения оказываются в 2-3 раза выше аналогичных показателей, имеющих

The figure shown below compares the recovery factor between methane based mixtures and carbon dioxide based mixtures with propane. Carbon dioxide based mixtures have two to three times higher recovery factors than the ones obtained by methane based mixtures. Higher oil swelling, higher dissolution and greater viscosity reduction with carbon dioxide can be responsible for the higher oil recovery. Additionally, associated experiments carried out to examine exsolution behavior of different solvents from heavy oil, have reported abnormally high supersaturation of carbon dioxide. This behavior may be the key to the additional recovery obtained with carbon dioxide mixtures. Further investigations are ongoing.



Нефтеотдача при использовании различных растворяющих смесей
Oil recovery obtained using different mixtures

CSI Pilot Tests

Husky Inc. is operating the Edam field in the Lloydminster area. A blend of methane-propane began to be injected in June 2006. Injection and production were cycled between two unconsolidated-sands formations. One of the formations is 7 m thick, containing 12°API oil with a viscosity of 15,000 mPa.s. The other formation is thinner, 3.5 m of pay, containing a more viscous oil, 27,000 mPa.s and 11°API. The thicker formation had average oil recovery during cold production but little water production. The other formation produced above average water and oil during the cold production.

The reported information for this pilot indicates that the results have been encouraging and therefore the operator will continue evaluating CSI operational strategies in this field.

место при использовании растворяющих смесей на основе метана. Рост нефтеотдачи в первом случае обуславливается более значительным увеличением объема нефти вследствие ее обогащения газом, а также повышением растворимости и более заметным снижением вязкости. Кроме того, сопутствующие эксперименты, проводимые с целью изучения характеристик распада различных растворителей в отношении тяжелой нефти, показали, что имеет место аномально высокое перенасыщение углекислым газом. Подобное поведение может объяснить наблюдаемый рост нефтеотдачи при использовании растворяющих смесей на основе углекислого газа.

В настоящее время продолжаются дальнейшие исследования.

Пилотные испытания технологии циклической закачки растворителя

Компания Husky Inc. занимается разработкой участка Эдам на месторождении Ллойдминстер. Закачка смеси метана и пропана началась в июне 2006 г. Оба пласта неуплотненного песка поочередно подвергались процедурам нагнетания и извлечения нефти. Мощность одного из пластов составляет 7 м, в нем содержится нефть, обладающая плотностью 12 °АНИ и вязкостью 15 000 мПа-с. Мощность второго пласта меньше и составляет всего 3,5 м. В нем содержится более вязкая нефть (27000 мПа-с) плотностью 11 °API.

При использовании технологии холодной добычи у более мощного пласта наблюдается средняя нефтеотдача при малом объеме извлекаемой пластовой воды, тогда как показатели нефтеотдачи другого пласта и объемов извлекаемой из него пластовой воды превышают средние значения. Исходя из собранной информации, можно считать результаты испытаний обнадеживающими, поэтому компания-оператор будет продолжать исследования на предмет перспективности применения технологии циклической закачки растворителя на данном месторождении.

Для получения более подробной информации следует связаться с авторами данной статьи:
For More Information, Contact:

Д-р Хосе Альварес
Руководитель направления применения
Jose Alvarez, Ph.D, Solvent Strategic Area Leader
Email: Jose.AlvarezMartine@arc.ab.ca
Тел. - Phone: (780) 450-5395

Рой Коатс, дипломированный инженер
Roy Coates, P. Eng, Reservoir Engineer Manager,
Email: Roy.Coates@arc.ab.ca
Тел. - Phone: (780) 450-5261

КОМПРЕССОР ДАТУМ – ГАРАНТИЯ УСПЕХА

Отличные рабочие характеристики и надежность. Компрессоры марки DATUM® заслуженно пользуются неизменной популярностью, основанной на их отличных рабочих характеристиках и многолетнем опыте безотказной эксплуатации.

Компрессоры марки DATUM® занимают ведущие позиции по показателям коэффициента полезного действия и степени повышения давления на один корпус сжатия. Модульно-блочное исполнение облегчает техническое обслуживание и повышает степень эксплуатационной готовности, благодаря чему компрессорам марки DATUM® нет равных среди турбокомпрессоров для нефтегазовой отрасли и других отраслей промышленности. Их высокие технические и эксплуатационные характеристики – результат постоянного совершенствования продукции компании Dresser-Rand и технической поддержки в течение всего срока эксплуатации в сочетании с кратчайшими в отрасли сроками поставки. Специалисты компании Dresser-Rand всегда к Вашим услугам.

Ждем Вас на стенде Дрессер-Рэнд на выставке НЕФТЕГАЗ – 2009 в Павильоне №2, в Зале №2 с 23 по 26 июня 2009 г.

119034 Россия, Москва; Сеченовский пер. 9, офис 16
Тел.: 7-495-637-75-16. Факс: 7-495-637-45-76
Эл. адрес: DR_Moscow@dresser-rand.com
Территория Европы, тел.: 33-2-35-25-52-25. Факс: 33-2-35-25-53-66.53-67

» www.dresser-rand.com
www.dresser-rand.com/ru/

DRESSER-RAND
Listening. Innovating. Delivering.