Холодная добыча на западе Канады: шаг вперед в первичной добыче нефти

Cold Production in Western Canada: A Step Forward in Primary Recovery

Рон Савацки (Ron Sawatzky), Марлен Уэрта (Marlene Huerta), Майк Лондон (Mike London) и Бриджида Меца (Brigida Meza)
Исследовательский совет провинции Альберта*
*В настоящее время является подразделением Alberta Innovates – Technology Futures

Добыча вязкой нефти и битумов в Канаде

Канада обладает обширными запасами вязкой нефти и битумов. Месторождения находятся в северной части Западно-Канадского осадочного бассейна, оцениваемые геологические запасы которого составляют 1,7 трлн баррелей и размещаются в основном на трех месторождениях — Атабаска, Колд-Лейк и Пис-Ривер. В настоящее время Канада добывает более 1,2 млн баррелей битумов в день. Выбор технологии при их добыче обусловливается глубиной залегания песчаного слоя. Для залежей не глубже 50 м от поверхности земли используется карьерный способ для добычи нефтеносного песка и дальнейшего извлечения из него битумов; при большей глубине требуется применение технологий добычи с обработкой на месте залегания, которые снижают вязкость нефти и обеспечивают ее текучесть. Парогравитационный дренаж (SAGD) находится на начальном этапе промышленного внедрения. Другие технологии добычи с обработкой на месте залегания еще проходят ранний этап создания опытного образца или находятся на стадии лабораторный исследований. Добыча порядка 60 % битумов в Канаде производится открытым способом, хотя по оценкам лишь менее 10 % канадских запасов битумов пригодны для разработки в открытых карьерах.

Запасы вязкой нефти и битумов в Канаде включают приблизительно 25 млрд баррелей обычной нефти с повышенной вязкостью. Большая их часть залегает в общем регионе Ллойдминстер, растянувшемся по сторонам границы между провинциями Саскачеван и Альберта. Хотя запасы вязкой нефти незначительны по сравнению с битумными ресурсами, их доля составляет значительную часть нефтедобычи на западе Канады. В настоящее время добыча вязкой нефти оценивается на уровне приблизительно 500 000 баррелей в день, лишь ненамного уступая производству битумов с обработкой на месте залегания.

Ron Sawatzky, Marlene Huerta, Mike London and Brigida Meza
Alberta Research Council*
*Now part of Alberta Innovates – Technology Futures

Canadian Heavy Oil and Bitumen Production

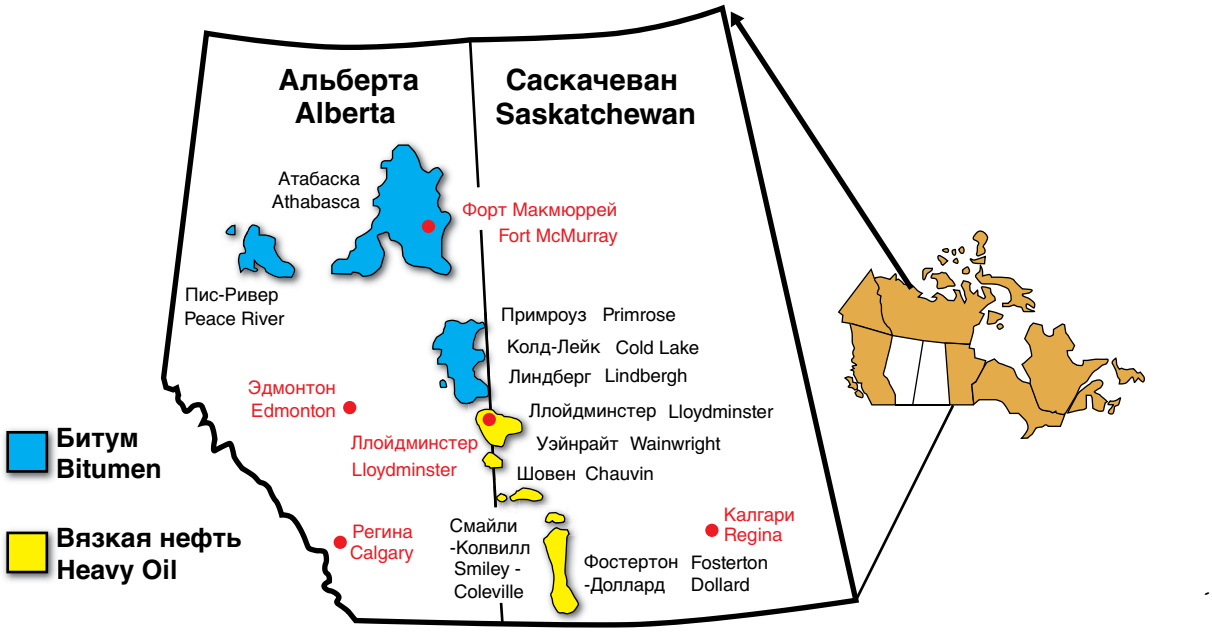
Canada's heavy oil and bitumen resources are extensive. They are located in the northern portion of the Western Canadian Sedimentary Basin (WCSB). The WCSB contains an estimated 1.7 trillion bbl of bitumen in place, primarily in three deposits – Athabasca, Cold Lake and Peace River. Canada's current production of bitumen exceeds 1.2 million bbl/d. The choice of technology for recovering bitumen is delineated by the depth of the sand. For deposits less than 50 m from the surface, open pit mining operations are used to recover the oil sands and then the bitumen is recovered from the mined sand; for deeper deposits, in situ recovery technologies that reduce oil viscosity and enable oil to flow must be used. Steam-assisted gravity drainage (SAGD) is in an early commercial phase of implementation. Other in situ recovery technologies are at an early pilot stage or laboratory stage. Approximately 60% of Canada's bitumen production is from surface mining operations, although it is estimated that less than 10% of Canada's bitumen resource is recoverable by surface mining.

Included among Canada's heavy oil and bitumen resources is approximately 25 billion bbl of conventional heavy oil. The majority of this resource lies in the general Lloydminster region straddling the Saskatchewan-Alberta border. Although this heavy oil resource is insignificant compared with Canada's bitumen resources, it continues to contribute significantly to western Canadian heavy oil and bitumen production. Canada's current heavy oil production is estimated to be approximately 500,000 bbl/d, only slightly less than in situ bitumen production.

A number of methods are used to recover Canada's heavy oil, including conventional primary production, water flooding, unconventional primary production (cold production) and to a lesser degree, various thermal in situ recovery techniques similar to those used for deeper bitumen resources. Cold production is a recovery technique

Для получения вязкой нефти в Канаде используется ряд различных способов, включая обычную разработку первичными методами, закачку воды в грунт, нетрадиционную разработку первичными методами (холодная добыча) и, в меньшей степени, различные термические способы добычи с обработкой на месте

developed for the Lloydminster block in which a substantial quantity of sand is produced deliberately along with oil, water and gas. Cold production has become the recovery technology of choice for most heavy oil fields in the Lloydminster block, accounting for nearly half of western Canadian heavy oil production.



Материал предоставлен Департаментом энергетики провинции Альберта
Courtesy Alberta Department of Energy

Рис 1: Месторождения вязкой нефти и битумов на западе Канады
Fig 1: Western Canadian heavy oil and bitumen resources

залегания аналогичные способам добычи битумов с большей глубины. Холодная добыча — способ разработки, созданный для участка в Ллойдминстере, при котором значительное количество песка специально извлекают вместе с нефтью, водой и газом. Холодная добыча стала лучшим выбором для разработки нефтяных месторождений с наиболее высокой вязкостью на участке в Ллойдминстере, где добывается почти половина вязкой нефти в западной Канаде.

Вязкая нефть

Добыча вязкой нефти на западе Канады началась не позднее 1940-х годов на участке в Ллойдминстере. Первоначально использовались разработки первичными методами. Они остаются важной формой получения нефти из тонких пластов песка с неглубоким залеганием в регионе, которые наиболее характерны для месторождений вязкой нефти в Западно-канадском осадочном бассейне. Закачка воды в грунт — еще один традиционный способ добычи, который продолжает успешно применяться для получения вязкой нефти на западе Канады. Нетрадиционный способ разработки первичными методами, включающий попутное получение песка, был разработан на участке в Ллойдминстере в

Heavy Oil

Production of heavy oil in western Canada dates back to at least the 1940s in the Lloydminster block. Initially, primary production methods were used. Primary production continues to be an important form of recovery for the shallow, thin regional sands that predominantly characterize the heavy oil resource in the WCSB. Water flooding is another conventional recovery technology that continues to be employed successfully for heavy oil production in western Canada. An unconventional form of primary production, involving the co-production of sand, has been developed in the Lloydminster block as a commercial recovery technology. Over the past fifteen years this technology, known locally as cold production, has emerged as the dominant heavy oil production method in the WCSB. Thermal recovery technologies have been tested to a limited extent in some of the thicker channel sands that are interspersed among the thin regional sands. These technologies include steam flooding and CSS, in situ combustion, and SAGD. While a combination of steam flooding and gravity drainage has proved successful in some locations (e.g. Pikes Peak), and SAGD has been operated successfully in others, thermal recovery methods remain only of marginal importance for the heavy oil resources in the WCSB due to the relative scarcity of sufficiently thick sands in which to employ them.

качестве технологии промышленной добычи. За последние пятнадцать лет эта технология, локально известная как холодная добыча, стала преобладающим способом извлечения вязкой нефти в Западно-канадском осадочном бассейне. Термические способы добычи испытывались в ограниченной степени на некоторых залежах руслового песка большей толщины, которые вкраплены в тонкие песчаные пласты, встречающиеся в регионе. Эти способы включают закачку пара в грунт и внутрипластовое горение, а также парогравитационный дренаж. Тогда как комбинированный способ с применением закачки пара в грунт и гравитационного дренажа оказался успешным в некоторых местах (например, Пайкс-Пик), а парогравитационный дренаж с успехом эксплуатировался на других объектах, термические способы сохраняют лишь второстепенное значение для месторождений вязкой нефти в Западно-канадском осадочном бассейне, что объясняется относительно низкой распространенностью пластов песка с достаточной толщиной.

До появления способа холодной добычи в 1990-х годах, метод первичной разработки являлся преобладающей технологией получения вязкой нефти в западной части Канады. В своем традиционном виде, он был реализован при помощи вертикальных скважин и штанговых насосов. Дебит нефти обычно снижался в диапазоне 1—5 м^3/день, при этом коэффициенты отдачи обыкновенно находились в пределах 3—5% от первоначальных геологических запасов; низкие эксплуатационные издержки позволяли обеспечить коммерческую рентабельность добычи. Традиционная первичная разработка продолжает использоваться на участке в Ллойдминстере в основном на тонких пластах песка, где добыча песка считается затрудненной, или на старых скважинах с применением холодного способа, где песок больше не получают.

Горизонтальные скважины обеспечивают возможность применения альтернативного способа при первичной разработке. Данная технология успешно внедрена на западе Канады на песках, которые редко создают проблемы при их сдерживании. Обычно такие пески слеживаются слабо или только местами. Для достижения достаточных темпов промышленной добычи, очевидно, требуется относительно низкая вязкость нефти (< 5 000 мПа-с вязкости дегазированной нефти при температуре нефтеносного пласта). Применение горизонтальных скважин на рыхлых песках успеха не принесло, что объясняется сложностями сдерживания песка. Перспективный подход к решению этой проблемы, который изучался в лабораторных условиях (в исследовательском совете провинции Альберта), должен позволить извлекать лишь относительно малые объемы песка из горизонтальных скважин при контролируемом процессе.

Until the emergence of cold production in the 1990s, primary production was the dominant heavy oil recovery technology in western Canada. In its conventional form, it was implemented with vertical wells and rod pumps. Oil production rates typically fell in the range 1 – 5 m^3/d, with recovery factors typically in the range of 3-5% OOIP; low operating costs allowed the production rates to be viable commercially. Conventional primary production continues to be practised in the Lloydminster block, mainly in thin sands in which the initiation of sand production is known to be difficult or in mature cold production wells where sand production has ceased.

Horizontal wells offer an alternative technology for performing primary production. This technology has been implemented successfully in western Canada in sands that tend not to present sand control issues. Generally, these sands are weakly or patchily consolidated. A relatively low oil viscosity (< 5,000 mPa·s dead oil viscosity at reservoir temperature) appears to be required to obtain adequate commercial oil production rates. Horizontal wells have not been successful in unconsolidated sands, on account of problems with sand control. A potential approach for addressing this issue that has been explored in a laboratory setting (at the Alberta Research Council) would allow relatively low volumes of sand to be produced from horizontal wells in a managed process.

Cold Production

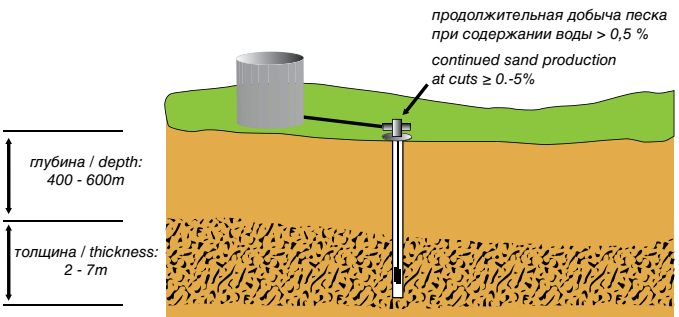


Рис 2: Метод холодной добычи
Fig 2: Cold production process

Cold production is an unconventional primary recovery process in which sand is produced deliberately along with oil, water and gas. It is implemented in vertical, slant, or deviated wells with a progressive cavity (PC) pump. Production rates are improved substantially over conventional primary production, by as much as a factor of ten. Recovery factors tend to be higher as well, typically in the range of 8-15% OOIP. Cold production has become the recovery technology of choice for most heavy oil fields in the Lloydminster block. It currently accounts for nearly half of western Canadian heavy oil production, at approximately 230,000 bbl/d.

There is considerable evidence to indicate that sand production causes long channels of increased permeability

ufi Approved Event

1 - 4 June
2010
Baku, Azerbaijan

17th International Caspian
OIL & GAS
Exhibition & Conference
incorporating
Refining & Petrochemicals

www.caspianoil-gas.com

CASPIAN OIL & GAS

Supported by

Ministry of Industry and Energy of the Republic of Azerbaijan

State Oil Company of Azerbaijan Republic

Organisers

ITE

Tel.: +44 (0) 207 596 5000
Fax: +44 (0) 207 596 5111
oilgas@ite-exhibitions.com

ITECA

Tel.: +994 12 447 47 74
Fax: +994 12 447 85 58
oilgas@iteca.az

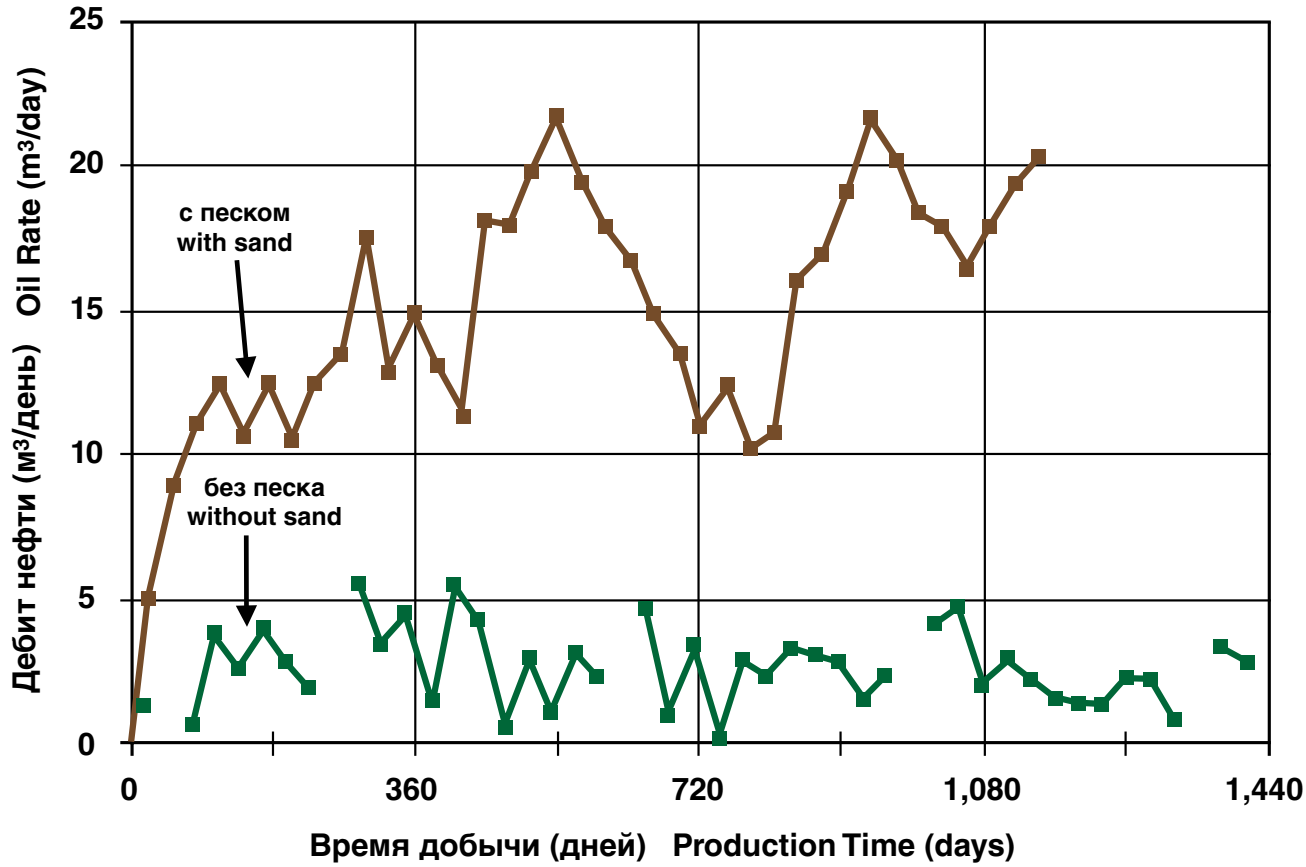


Рис 3: Дебит нефти на месторождении (с добычей песка и без нее)
Fig 3: Field oil production rates (with and without sand production)

Холодная добыча

Холодная добыча представляет собой нетрадиционный способ первичной добычи, при котором песок специально извлекают вместе с нефтью, водой и газом. Он реализуется в вертикальных, наклонных или наклонно-направленных скважинах с применением винтового насоса кавитационного типа. Темп добычи существенно улучшается по сравнению с традиционным способом первичной разработки не менее чем на порядок. Коэффициенты отдачи также зачастую выше, обычно в диапазоне 8—15 % от первоначальных геологических запасов. Холодная добыча стала лучшим выбором для разработки нефтяных месторождений с наиболее высокой вязкостью на участке в Ллойдминстере. С ее помощью добывается почти половина вязкой нефти в западной Канаде — порядка 230 000 баррелей в день.

Существует большое количество данных, указывающих на то, что при добыче песка образуются длинные каналы с увеличенной проницаемостью («червоточины»), которые разрастаются из скважины внутрь нефтеносного пласта на расстояния от 200 м и более. Основным свойством данного способа является образование и закачивание в червоточины вспененной нефти, по мере того как они разрастаются внутрь

(wormholes) to grow out from the well into the reservoir, for distances of 200 m or more. A central feature of the process is the formation and flow of foamy oil into wormholes, as they grow into the reservoir. The wormholes provide improved access to the reservoir. Among the advantages of cold production is its success in very thin sands, for zones with a net pay as low as 2m.

The development of cold production as a successful commercial heavy oil recovery technology in the WCSB has been field-driven from the outset. Field experience has lead to an optimal operating strategy for a wide variety of field conditions: a fairly rapid initial draw down (over a period of several weeks to a few months) followed by maintenance of very low bottom hole pressures (preferably less than 5 joints of fluid).

Since the cold production process depends on the continuous transport of sand along the entire length of a wormhole, from its tip to the well bore, it should not be surprising that cold production wells are not long-lived. Some last for 8-10 years or more, but many do not live nearly that long. The principal cause of failure is watering out (very high water cut) generated by water influx. Once water has infiltrated a wormhole network, it can be transported rapidly to the associated well and subsequently

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»,
Москва, Россия

ufi Approved Event

13–я международная выставка

НЕФТЕГАЗ 2010

21–25 июня

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

www.neftegaz-expo.ru

Организаторы:
ЗАО «Экспоцентр» (Россия)
«Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe Düsseldorf

Генеральный информационный партнер:
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

Стратегический информационный партнер:
НЕФТЬ КАПИТАЛ

нефтеносного пласта. «Червоточины» обеспечивают улучшенный доступ к пласту. К числу преимуществ холодной добычи относится и успех этого способа при использовании на очень тонких песчаных пластах, в зонах с эффективной мощностью пласта всего 2 м.

Создание способа холодной добычи для промышленного получения вязкой нефти в Западно-Канадском осадочном бассейне с самого начала имело поддержку промысловиков. Практический опыт привел к появлению оптимальных принципов эксплуатации, используемых в самых разнообразных полевых условиях: довольно быстрое первоначальное снижение давления в пласте (за период от нескольких недель до нескольких месяцев), после которого сохраняется очень низкое давление в призабойном пространстве (предпочтительно менее 5 слоев жидкости).

Поскольку способ холодной добычи зависит от непрерывной подачи песка по всей длине «червоточины», от ее края до ствола скважины, неудивительно, что эксплуатация скважин с применением холодного способа не длится долго. Некоторые скважины эксплуатируются в течение 8—10 лет и более, хотя многие приходится оставлять до этого срока. Основной причиной невозможности дальнейшей работы является обводнение (очень высокое содержание воды) из-за попадания воды внутрь пласта. После того, как вода просочится в сеть «червоточин», она может быстро распространиться в связанную с ними скважину и затем в другие соседние скважины с общим сообщением. Вторая причина невозможности эксплуатации заключается в отсутствии притока жидкости, часто по причине закупоривания вблизи от скважины или дальше в сети «червоточин» и (или) недостаточности вытеснения. Продолжаются работы по разработке технологий, направленных на восстановление эксплуатационной пригодности и интенсификацию добычи из скважин с применением холодного способа, хотя успешные результаты до сих пор были немногочисленны.

Международное признание холодной добычи

Хотя способ холодной добычи и утвердился как успешная промышленная технология для извлечения вязкой нефти на западе Канады, появился он в другом месте. Целенаправленная и интенсивная добыча песка осуществлялась на нефтеносных пластах в Калифорнии (например, Мидуэй, Сансет, Кошачий каньон) еще до Первой мировой войны. Мощность пластов в целом была гораздо больше, чем в Канаде, в диапазоне 30—100 м. Даже в отсутствие технологии винтовых насосов кавитационного типа, отдельные скважины выдавали несколько тысяч кубических метров песка в течение 40-летнего срока службы. Производители во всем мире, в чьи активы входят тонкие нефтеносные пласты с высокой вязкостью

Рис 4: (Вверху) Лабораторный образец вспененной нефти при атмосферных условиях (Внизу) Лабораторная песчаная пробка, содержащая высокопроницаемый канал, сформированный в ходе экспериментальной добычи песка

Fig 4: (Top) Laboratory sample of foamy oil at atmospheric conditions (Bottom) Laboratory sand pack containing a high permeability channel generated in a sand production experiment

to interconnected offset wells. A secondary cause of failure is lack of inflow, likely caused by a blockage near the well or farther out in the wormhole network and/or by a lack of drive. Efforts are continuing to develop technologies for the remediation and stimulation of cold production wells, but successful results have been few and far between.

International Adoption of Cold Production

Although cold production was established as a successful commercial technology for heavy oil recovery in western Canada, it did not start there. Deliberate and aggressive sand production was practised in California heavy oil reservoirs (e.g. Midway, Sunset, Cat Canyon) prior to the First World War. Pays were generally much thicker than in Canadian reservoirs, in the 30-100 m range. Even without PC pump technology, individual wells reportedly produced several thousand cubic metres of sand over a 40-year life.

Producers whose assets include thin heavy oil reservoirs elsewhere in the world are viewing the success of cold

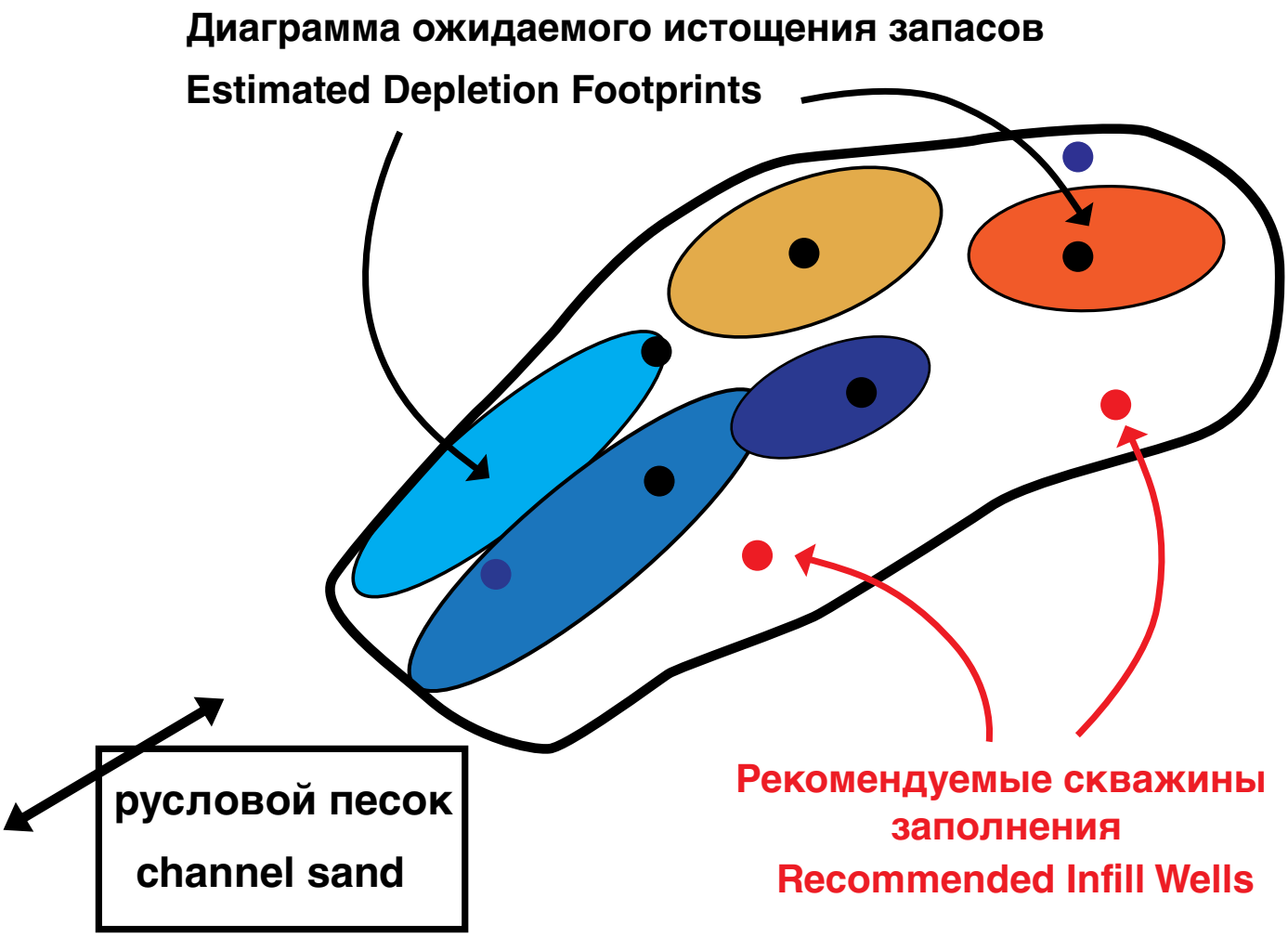


Рис 5: Диаграмма ожидаемого истощения запасов для группы скважин с применением холодной добычи
Fig 5: Estimated depletion footprints for a group of cold production wells

нефти, с интересом следят за успехами добычи холодным способом в Западно-Канадском осадочном бассейне. Ключевые параметры нефтеносного слоя, которые, по всей видимости, необходимы для успешного применения технологии холодной добычи на нефтеносных пластах в западной части Канады, включают следующее: неслежавшиеся, чистые пески (с очень низким содержанием мелких фракций); минимальная вязкость нефти; подвижность нефти; и минимальное начальное газосодержание нефти. Такие условия можно встретить на нефтяных пластах за пределами Канады (например, на Аляске, в Албании, Калифорнии, Колумбии, Казахстане, Кувейте, Омане, России, Венесуэле). В настоящее время лишь на некоторых из них ведется промышленная эксплуатация с применением холодной добычи. Чтобы ускорить отбор перспективных нефтеносных районов в разных странах с целью применения холодной добычи, возможно потребуется выполнение технико-экономического обоснования применения метода в каждом индивидуальном случае в сочетании с полевыми испытаниями.

production in the WCSB with interest. The key reservoir conditions that appear to be necessary for the cold production process to succeed in western Canadian reservoirs include: unconsolidated, clean sands (very low fines content); a minimum oil viscosity; mobile oil; and, a minimum initial gas-oil ratio (GOR). These conditions may also be found in reservoirs outside of Canada (e.g. in Alaska, Albania, California, Colombia, Kazakhstan, Kuwait, Oman, Russia, Venezuela). Currently, few of these reservoirs are being exploited commercially through cold production. In order to accelerate the screening of prospective international reservoirs for cold production, a technical examination of the feasibility of the process would likely need to be undertaken on a case-by-case basis, in combination with field trials.