

Казанский Федеральный Университет
Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов
Kazan Federal University.

Department of oil & gas technology and carbon materials

Холодный метод добычи битумов вместе с песком. Технология CHOPS
Cold method of extracting bitumen together with sand. CHOPS Technology

Ахметова Ильмира Илшатовна , Akhmetova Ilmira Ilshatovna ¹

Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich ²

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов¹

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии нефти, газа и
углеродных материалов, академик РАН ²

E-mail: kemalov@mail.ru

Аннотация: изучение процессов технологий добычи высоковязких трудноизвлекаемых нефтей, природных битумов России, Венесуэлы. В статье рассматривается информация о попутных цветных металлах, коэффициенте извлечения нефти, о причинах снижения нефтеотдачи

Abstract: studying the processes of technologies for the production of high-viscosity hard-to-recover oils, natural bitumen in Russia, Venezuela. The article discusses information about associated non-ferrous metals, oil recovery factor, the reasons for the decline in oil recovery

Ключевые слова: природные битумы, высоковязкие нефти, метод холодной добычи нефти с песком, Волго–Уральская нефтегазоносная провинция, Восточно–Сибирская нефтегазоносная провинция, Тимано–Печорская нефтегазоносная провинция, Венесуэла

Keywords: natural bitumen, high-viscosity oils, method of cold oil extraction with sand, Volga-Ural oil and gas province, East Siberian oil and gas province, Timan-Pechora oil and gas province, Venezuela

1 Введение(Introduction)

На протяжении многих лет самым востребованным полезным ископаемым во всем мире является нефть. На сегодняшний день в мире уделяется большое внимание альтернативным источникам углеводородного сырья, а именно, высоковязким нефтям и природным битумам.

Природные битумы и высоковязкие нефти со своим редкостным составом и физико-химическими свойствами могут рассматриваться в качестве универсального сырья для многих отраслей промышленности. Совершенствование технологий добычи природных битумов приобретает большую актуальность, так как запасы этих ресурсов превышают запасы обычной (легкой) нефти, а по мере продолжающегося роста добычи нефти доля тяжелой в структуре запасов углеводородов будет только возрастать. На данный момент разрабатывается меньше 1% запасов тяжелой нефти и природных битумов. Мировые запасы тяжелых нефтей и природных битумов составляют в среднем более 810 млрд. т [7].

Одним из распространенных методов применяемых для добычи высоковязкой нефти, является метод CHOPS, метод холодной добычи нефти с песком. Холодная добыча нефти с песком (Cold heavy oil production with sand, CHOPS) в последние 20–30 лет с успехом применяется для увеличения нефтеотдачи во многих нефтедобывающих странах мира. Наиболее широко метод применяется для добычи тяжелой нефти в таких странах, как Канада, Китай, Венесуэла, в других его применение ограничивается отдельными месторождениями, например Ванг Руифенг сообщает об успешной разработке одного из месторождений Судана с помощью метода CHOPS. Благодаря относительно высоким показателям коэффициентов нефтеотдачи (15...20 %) и дебитов (3...48 м³/сут), эффективному отделению песка и отсутствию затрат на нагрев теплоносителей метод CHOPS обеспечил более чем 20 % добычи нефти в Канаде в 2002 г. Опыт добычи тяжелой нефти в Канаде показывает, что при использовании CHOPS в подходящих для этого пластах КИН может превышать 20 % [8].

Introduction

For many years, oil has been the most sought-after mineral in the world. Today, the world pays great attention to alternative sources of hydrocarbon raw materials, namely, high-viscosity oils and natural bitumen.

Natural bitumen and high-viscosity oils with their rare composition and physical and chemical properties can be considered as a universal raw material for many industries. The improvement of natural bitumen production technologies is becoming increasingly important, since the reserves of these resources exceed the reserves of ordinary (light) oil, and as oil production continues to grow, the share of heavy oil in the structure of hydrocarbon reserves will only increase. Currently, less than 1% of heavy oil and natural bitumen reserves are being developed. The world reserves of heavy oils and natural bitumens average more than 810 billion tons [7].

One of the most common methods used to recover high viscosity oil is the CHOPS method, a cold sandy oil recovery method. Cold heavy oil production with sand (CHOPS) has been successfully used for the last 20–30 years to increase oil recovery in many oil producing countries of the world. The method is most widely used for the production of heavy oil in such countries as Canada, China, Venezuela, in others its application is limited to individual fields, for example, Wang Ruifeng reports the successful development of one of the fields in Sudan using the CHOPS method. Due to relatively high oil recovery factors (15...20%) and flow rates (3...48 m³/day), effective sand separation and absence of heat carrier heating costs, the CHOPS method provided more than 20% of oil production in Canada in 2002. oil in Canada shows that when using CHOPS in suitable reservoirs, recovery factors can exceed 20%

1. Технологии добычи

На сегодняшний день известно достаточно много технологий извлечения тяжелых нефтей и природных битумов, которые на практике доказали свою эффективность: это циклическая закачка пара (Cyclic Steam Stimulation – CSS), парогравитационный метод дренирования (Steam-Assisted Gravity Drainage –

SAGD), холодная добыча (Cold heavy-oil production with sand – CHOPS), извлечение растворителями в парообразном состоянии (Vapor Extraction – VAPEX), процесс с добавлением растворителя (Solvent Aided Process – SAP), комбинации внутрипластового горения и добычи нефти из горизонтальной скважины (Toe to Heel Air Injection – THAI), новая технология CAPRI (CAlytic upgrading PRocess In-situ) на базе THAI, предполагающая использование катализаторов окисления.

В 2011 г. более 43% от мировой добычи нетрадиционной нефти составили канадские природные битумы, объем производства которых достиг 80 млн т. Основными районами добычи в Канаде являются месторождения Atabaska, Gold Lake, Peace River на территории провинции Альберта.

В настоящее время используются разнообразные методы разработки месторождений природных битумов, применимость которых обусловливается геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья, климатогеографическими условиями, наличием инфраструктуры и другими факторами. Наиболее популярными являются добыча карьерным способом и тепловые методы добычи.

При карьерном методе разработки насыщенная битумом порода извлекается открытым способом, в связи с чем возможность применения этого метода ограничивается глубиной залегания пластов до 75 м. Карьерным способом могут быть добыты менее 40% запасов канадских природных битумов. После извлечения породы требуется проведение дополнительных работ по получению из нее синтетических углеводородов (на установках апгрейдеров) [2].

Наиболее перспективным тепловым методом разработки месторождений канадских природных битумов считается технология SAGD, разработанная британской нефтегазовой компанией BP (Beyond petroleum, до мая 2001 г. компания носила название British Petroleum). Технология SAGD предусматривает бурение двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой, через нефтенасыщенные толщины вблизи

подошвы пласта. Пар, получаемый при помощи природного газа, нагнетается в одну из скважин, которая проходит примерно в 5 м выше добывающей скважины. Пар нагревает и снижает вязкость битума, который вместе с конденсированным паром стекает в добывающую скважину. Поскольку нефть всегда находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой, потери тепла минимальны, что делает этот способ разработки экономически выгодным.

Согласно прогнозу МЭА, Канада в перспективе будет одним из драйверов роста добычи нетрадиционной нефти. В период 2011–2035 гг. добыча канадских битуминозных песков вырастет в 2,7 раза, что позволит компенсировать падающую добычу традиционной нефти в стране. При условии решения экологических проблем и обеспечения необходимой трубопроводной инфраструктурой предполагается, что канадская нефть будет экспортироваться на рынок США и азиатские рынки.

Сверхтяжелая нефть Венесуэлы

Проекты добычи венесуэльской сверхтяжелой нефти, реализуемые в районе Пояса Ориноко, обеспечивают в настоящее время порядка 30 млн тонн нефти, что составляет около 16 процентов мировой добычи нетрадиционной нефти. При добыче венесуэльской нефти используются вертикальные и многозабойные горизонтальные скважины, а также термические методы (например SAGD и CSS). Нефть с проектов поставляется трубопроводом на побережье Мексиканского залива, где на заводах–апгрейдерах она перерабатывается в синтетическую нефть, которая отгружается, в основном, на экспорт.

Приоритетом властей Венесуэлы и государственной нефтегазовой компании PDVSA является реализация ряда масштабных проектов по добыче сверхтяжелой нефти в районах Junin и Carabobo (Пояс Ориноко). Проведенная в 2010 г. переоценка ресурсной базы Пояса Ориноко, увеличила запасы Венесуэлы более чем на 40 процентов (по сравнению с 2009 г.). Из-за неразвитости транспортной, энергетической и телекоммуникационной инфраструктур, по-видимому, будет отложен запуск новых проектов.

С учетом изложенного, Венесуэлу по праву можно считать крупнейшим мировым драйвером роста добычи нетрадиционных углеводородов в долгосрочной перспективе. По оценкам МЭА, в период 2011–2035 гг. добыча сверхтяжелой нефти в Венесуэле увеличится в 3,5 раза [1].

Кроме Венесуэлы и Канады, сверхтяжелые нефти и природные битумы добываются или планируются к добыче в ближайшей перспективе в США, Китае, России, Казахстане, Индонезии, Бразилии, Конго, Мадагаскаре, Эквадоре и др. Однако кроме Канады и Венесуэлы заметный рост добычи в перспективе, по оценкам МЭА, могут показать только Китай и Россия. В России в добыче тяжелых высоковязких нефтей доминируют тепловые технологии, аналогичные SAGD (на Ярегском и Ашальчинском месторождениях в Республике Коми) и закачка теплоносителя (в т.ч. пара) в пласт. Следует подчеркнуть, что аналогичные технологии в России появились ранее западных, то есть указанные технологии являются аналогами российских технологий.

Трудноизвлекаемая нефть в России

По данным World Energy Council, геологические запасы сверхвязкой нефти и природных битумов в России составляют 55 млрд. тонн. Извлекаемые запасы высоковязкой нефти (более 30 мПа·с) на начало 2013 года в целом по Российской Федерации составляют по категории ABC1 – 1980,291 млн.тонн или 10,99%, в том числе на месторождениях:

- в Северо–Западном федеральном округе – 436,037 млн.тонн (2,42%);
- в Южном– 7,708 млн.тонн (0,04%);
- в Северо–Кавказском – 1,948 млн.тонн (0,01%);
- в Приволжском – 844,297 млн.тонн (4,68%);
- в Уральском – 651,590 млн.тонн (3,62%);
- в Сибирском – 3,544 млн.тонн (0,02%);
- в Дальневосточном – 7,487 млн.т (0,04%);
- на шельфе Российской Федерации – 27,680 млн.тонн (0,15%).

Следует отметить, что в 2012 году разведанные извлекаемые запасы высоковязкой нефти в целом по Российской Федерации увеличились на 58,053 млн. тонн или 3,02 процента. К категории сверхвязких нефтей в России принято относить нефть вязкостью в пластовых условиях более 200 мПа*с. Для целей налогообложения нефть с вязкостью выше 200 мПа*с относится к категории сверхвязкой, которая представляет собой нечто среднее между тяжелыми высоковязкими нефтями и природными битумами.

Месторождение сверхвязкой нефти и природных битумов в России сосредоточены, главным образом, в Волго–Уральской (Татарстан, Удмуртия, Башкортостан, Самарская область и Пермский край), Восточно–Сибирской (Тунгусский бассейн) и Тимано–Печорской нефтегазоносных провинциях [2].

Природные битумы России

В настоящее время в России ряд нефтегазовых компаний реализуют пилотные проекты по добыче природных битумов. Наиболее активно осуществляется разработка месторождений сверхвязких нефтей и битумов в Республике Татарстан, для которой действует в соответствии пп.9 п.1.ст.342 Налогового кодекса Российской Федерации нулевая ставка НДС и льготная экспортная пошлина на сверхвязкую нефть. Всего с начала разработки на месторождениях ОАО «Татнефть» добыто более 300 тыс. тонн сверхвязкой нефти.

Испытания технологий по добыче сверхвязкой нефти были начаты Татнефтью на Мордово–Кармальском месторождении еще в 1978 г. методами внутрипластового горения, парогазового воздействия, высокочастотного прогрева с использованием вертикальных скважин. С 2006 г. начат пилотный проект на Ашальчинском месторождении по испытанию модифицированной технологии SAGD, причем в 2011 г. на месторождении было добыто 41,5 тыс. тонн нефти. Татнефть также будет строить завод по промышленной переработке сверхвязкой нефти мощностью 300 тыс. т/год.

С целью стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти были установлены пониженные ставки НДС в зависимости от категории сложности и пониженные ставки экспортной пошлины для сверхвязкой нефти.

Высоковязкая нефть в России

Лукойл разрабатывает ресурсы высоковязкой нефти Ярегского и Усинского месторождений (Республика Коми) с использованием термических методов повышения нефтеотдачи (технологии SAGD, CSS). Суммарная добыча нефти на месторождениях составляет более 3 млн т/год. Компания ОАО «РИТЕК» проводит испытания технологии забойного парогазового воздействия, созданной для целей разработки запасов высоковязкой нефти, на своих месторождениях.

О попутных цветных металлах

В России тяжелые нефти относят к альтернативным источникам углеводородного сырья, поскольку они отличаются от обычных нефтей не только повышенной плотностью, но и компонентным составом. Кроме углеводородов тяжелые нефти содержат нафтеновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры, а также редкие цветные металлы в кондиционных концентрациях. В настоящее время отсутствуют эффективные технологии извлечения титана и его соединений, которые содержатся, например, в Ярегской нефти. Примечательно, что в России нет ни одного предприятия по выпуску диоксида титана, а значительные потребности в титановых концентратах и пигментах, вырабатываемых на их основе, при наличии отечественных запасов сырья покрываются за счет импорта.

Извлечением из тяжелых высоковязких нефтей попутных компонентов пренебрегают и в других регионах – в частности, в Волго–Уральской нефтегазовой провинции. Тяжелые нефти здешних месторождений наиболее

богаты металлами и суммарно содержат более 100 тыс. тонн извлекаемых запасов окиси ванадия и 4,6 тыс. тонн никеля. Рекордные показатели пятиоксида ванадия содержатся в месторождениях Ульяновской области: Зимницком – 659–1954 г/т, Кондаковском – 1922 г/т, Филипповском и Северо–Филипповском – 1130–1219 г/т.

Ванадий и никель, извлекаемые из тяжелой высоковязкой нефти, качественно превосходят аналоги, получаемые из руды. Поэтому развитые страны предпочитают использовать именно «нефтяной» металл в инновационных технологиях, где требуется более высокая чистота, чем в литейном производстве. Например, Канада и Япония полностью получают ванадий из тяжелых высоковязких нефтей, в США более 80% ванадия извлекается из нефти. С 2003 года спрос на ванадий начал расти опережающими темпами, и эта тенденция, видимо, сохранится.

В тяжелых высоковязких нефтях содержатся и такие уникальные компоненты, как нафтенновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры, которые можно извлечь при переработке по специальной схеме. Стоимость этих компонентов в объеме товарной продукции, получаемой в результате переработки, может превосходить стоимость нефтепродуктов. Таким образом, для повышения экономической эффективности освоения тяжелых высоковязких нефтей необходимы современные технологии, позволяющие расширить ассортимент товарной продукции, получаемой при добыче и переработке этого сырья.

Создание новых эффективных технологий подготовки и переработки тяжелого нетрадиционного углеводородного сырья является актуальной задачей, решение которой позволит значительно улучшить воспроизводство сырьевой базы России за счет экономически рентабельного вовлечения в разработку месторождений высоковязких нефтей и природных битумов [3].

О коэффициенте извлечения нефти

За последние 30 лет в России средний проектный коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) снизился с 40–41 до 33–34%, что связано с ухудшением структуры запасов, т.е. увеличением числа месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, включая объекты с аномальными нефтями. Для разработки большинства подобных месторождений в мировой практике широко применяются современные технологии, которые можно использовать в самых сложных геологических условиях. К ним относятся тепловые, газовые, химические, микробиологические методы, их различные модификации и комбинации.

В России практически все месторождения, независимо от особенностей их геологической характеристики, разрабатываются с применением традиционных технологий: с заводнением или на естественном режиме. В то же время очевидно, что применение заводнения неэффективно на целом ряде месторождений с карбонатными, трещиновато–пористыми коллекторами, аномальными нефтями. На многих из них КИН составляет менее 15–20%.

Характерен пример разработки двух соседних пермо–карбоновых залежей Возейского и Усинского месторождений, представленных трещиноватым карбонатным коллектором. Ожидаемый конечный КИН пермо–карбоновой залежи Возейского месторождения, содержащей легкую нефть и разрабатываемой с заводнением, не превысит 15%. В то же время КИН пермо–карбоновой залежи Усинского месторождения, имеющей более сложное и неоднородное строение коллектора и содержащей нефть вязкостью 700 мПа*с, при тепловом воздействии составит не менее 30%. Это объясняется тем, что при закачке в трещиноватый пласт холодной воды низкопроницаемые интервалы, включающие основные запасы нефти, оказываются блокированными водой, заполнившей высокопроницаемые каналы, и их практически невозможно вовлечь в разработку. Для таких объектов необходимы технологии, позволяющие эффективно воздействовать на низкопроницаемые коллекторы. К

ним относятся тепловые методы. При закачке в пласт теплоносителя, который также прорывается по высокопроницаемым зонам, менее проницаемые участки коллектора прогреваются за счет теплопроводности и вовлекаются в разработку. В связи с этим в качестве перспективных объектов для применения тепловых методов могут рассматриваться также залежи легкой нефти, приуроченные к карбонатным и трещиновато–пористым коллекторам, особенно с гидрофобной характеристикой.

Показателен опыт других стран, например США, где средний проектный КИН при значительно худшей структуре запасов составляет 41 процент благодаря широкому применению новых технологий. Из 360 проектов по современным методам увеличения нефтеотдачи (МУН), реализуемых в мире в 2008 году, 166 проектов (46%) приходится на тепловые методы, в основном паротепловые, причем 70 проектов (42%) применяется в США. Результаты анализа показывают, что тепловые методы эффективно используются в широком диапазоне вязкостей нефти (20–50000 мПа*с) в крайне неоднородных трещиноватых коллекторах. В последнее время в разных странах мира за счет тепловых методов ежегодно добывается около 80 млн. т нефти, что составляет 65% всей мировой добычи с применением МУН.

Актуальность проблемы освоения высоковязких нефтей для Республики Коми обусловлена тем, что их запасы составляют около 50% всех разведанных запасов нефти. Только на Ярегском и Усинском месторождениях, находящихся в разработке, остаточные геологические запасы аномально вязкой нефти составляют около 1 млрд. тонн. В настоящее время Республика Коми – единственный район в стране, где в широком промышленном масштабе десятки лет добывается аномально вязкая нефть с применением современных тепловых методов. На 01.01.13 г. здесь добыто 88 млн. тонн нефти, в том числе около 34 млн. тонн за счет закачки в пласты пара. Из 2,5 млн. тонн ежегодной добычи высоковязкой нефти около 1 млн. т обеспечивают тепловые методы [10].

В процессе эксплуатации указанных месторождений накоплен большой промысловый опыт освоения новых технологий и технических средств для

добычи высоковязких нефтей в различных геолого–промысловых условиях: разработан уникальный термошахтный метод, позволивший повысить КИН от 5 до 55–60%; впервые в стране освоены технология и технические средства для закачки пара с температурой более 300оС на глубину до 1400 м на Усинском месторождении. Однако, несмотря на эти достижения, приходится констатировать, что потенциал огромных ресурсов высоковязкой нефти используется недостаточно: объемы закачки пара и добычи нефти последние десять лет практически не увеличиваются, а темпы отбора нефти составляют всего 0,6% начальных извлекаемых запасов.

Причины снижения нефтеотдачи

Сложилась ситуация когда нефтяные компании (обеспеченные запасами) на практике не заинтересованы в применении современных методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН), а вместо этого используют методы выборочной интенсификации добычи нефти из активных запасов, в том числе и в том случае если они ведут к снижению проектной нефтеотдачи. Исследователи справедливо отмечают, что в период высоких цен на нефть большинство добывающих компаний в России, стремясь получить сверхприбыль, вели интенсивный отбор углеводородов из высокодебитного фонда скважин, что привело к переводу значительной части извлекаемых запасов в трудноизвлекаемые и, следовательно, к огромным потерям углеводородов. Дополнительная добыча за счет применения современных МУН в России стабильно снижается и её объем в общей добыче нефти практически не заметен. Очевидно, что добыча на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами с применением современных МУН требует дополнительных затрат и наоборот, отказ от них и разработка доступных месторождений – снижает себестоимость сырья, что устраивает компании, акционеров и инвесторов, т.к. обеспечивает прибыль. При этом, образуются т.н. нерентабельные скважины, понятие широко используемое в литературе и деловом обороте, но отсутствующее в российском

законодательстве. Следует признать декларативность требований статьи 23 Федерального закона «О недрах» о наиболее полном извлечении запасов из недр, поскольку отсутствует проработанный правовой механизм их реализации. Поэтому отечественные недропользователи оставляют нерентабельные скважины без разработки (что позволяет действующее законодательство), что снижает нефтеотдачу, увеличивает долю трудноизвлекаемых запасов. Увеличение нефтеотдачи и на этой основе увеличение извлекаемых запасов – это задача государства. В условиях разногласия интересов государства и недропользователей по данной проблеме эффективность нефтедобычи определяется разработкой новых современных МУН, внедрение которых обеспечит воспроизводство сырьевой базы, стабильное развитие отрасли, а отсюда – валютную и энергетическую безопасность России.

Разработка и внедрение эффективных МУН является стратегической задачей для всех нефтедобывающих стран. Решается она двумя путями: финансированием государственных программ промысловых испытаний и освоения современных МУН (США, Канада, Норвегия, Индонезия, Китай (программа «Повторное освоение старых месторождений»); правовым регулированием, направленным на стимулирование недропользователей к участию в реализации государственных программ [4].

За рубежом предпринимаемые в этих направлениях усилия приносят результаты. Новейшие исследования показывают, что за последние 15 лет на основе промышленного освоения современных МУН, мировые доказанные извлекаемые запасы увеличились в 1,4 раза – на 65 млрд. тонн, а проектная нефтеотдача приблизилась к 50 процентов (в США), что в 1,6 раза больше чем в России. Эти показатели достигнуты на фоне заметного ухудшения структуры запасов и увеличения доли трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов нефти.

В российской практике оба пути пока не работают. Государство не имеет четкой, научно обоснованной и концептуально выверенной политики управления рациональным использованием недр, способной за счет применения МУН препятствовать ухудшению структуры запасов. Без государственного

регулирования этот процесс не инициируется.

Основные причины медленного освоения тяжелых высоковязких нефтей в России:

- отсутствие государственной программы изучения и освоения ресурсной базы трудноизвлекаемых запасов;
- отсутствие единого подхода к классификации трудноизвлекаемых запасов (в том числе тяжелые высоковязкие нефти) и, как следствие, весьма расплывчатые представления о величине их запасов и прогнозных ресурсов;
- практически полное прекращение фундаментальных исследований, направленных на разработку научной основы создания эффективных технологий добычи, средств и систем измерения количества добытых трудноизвлекаемых ресурсов, транспортировки и переработки тяжелых высоковязких нефтей;
- нехватка эффективных промышленных технологий и технических средств разработки тяжелых высоковязких нефтей, недостаточный объем опытно-проектных работ по испытанию новых технологий добычи;
- несовершенство налоговой политики, высокие затраты на добычу льготированной нефти.

2 Метод CHOPS

Истощение запасов нефти как в мире, так и в России вызвало интерес к совершенствованию технологий добычи тяжелых нефтей.

Все методы добычи тяжелой нефти можно разделить на «холодные», тепловые и комбинированные.

Метод CHOPS (холодная добыча тяжелой нефти вместе с песком) является первичным методом добычи. Недавно разработанный, он широко используется для добычи нефти Канады (до 15% суммарной добычи). Также данный метод нашел применение на месторождениях Китая и Венесуэлы, а с 2000 г. используется на месторождении Карабанжас (Казахстан).

CHOPS предполагает комплексную добычу нефти вместе с песком за счет разрушения слабосцементированного коллектора и создания в пласте соответствующих условий для течения смеси нефти и песка [1]. Для эффективного применения данного метода необходимо использовать, способствующую поступлению песка, схему заканчивания скважин. Кроме этого, в пласте должно быть достаточное количество растворенного газа.

При использовании метода постоянно измеряют выход песка по каждой скважине, что позволяет в случае необходимости выполнить капитальный ремонт скважины для восстановления выхода песка. Чтобы справиться с непрерывным поступлением песка, предпочтение отдается винтовым насосам, для оптимизации работы которых необходимо всегда пользоваться самыми последними данными. Это связано с тем, что процесс CHOPS непрерывно меняет условие на забое скважины [2].

Анализ канадских месторождений CHOPS показал, что не все скважины являются успешными, 10–30% — могут быть нерентабельными. Так же существует большая неопределенность в прогнозируемости дебитов скважин и параметров месторождения. Несомненным достоинством метода является тот факт, что дебиты скважин в Канаде увеличиваются до 20 раз, если стимулируется поступление песка. Конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) обычно составляет 14–20%.

Важным достоинством данного метода считается отсутствие необходимости в больших инвестициях на обустройство и эксплуатационных расходы. Необходимы исследования, касающиеся эффективности различных методов повышения нефтеотдачи, применяемых после CHOPS. В настоящее время в более мощных зонах рекомендуется использовать методы теплового гравитационного дренажа, а в маломощные зоны — нагнетать воду или растворы полимеров [5].

Что требуется для успешного применения технологии CHOPS

- Активный механизм вспенивания нефти (достаточное количество растворенного газа)
- Непрерывное нарушение слоя песка (неуплотненный песок)
- Отсутствие зон свободной воды в коллекторе
- Обязательно применение винтовых насосов
- Интегрированная система обработки песка
- Эффективная технология утилизации песка

2.1 Механизмы извлечения и области применения технологии CHOPS

Данная технология не использует теплового или другого воздействия на пласт и применяется в случаях, когда битумы сами могут затекать в продуктивную скважину без предварительного подогрева или разжижения.

Возможность рентабельного извлечения сверхтяжелых нефтей этим методом была обнаружена случайно. Оказалось, что при добыче тяжелых нефтей обычным малоэффективным холодным методом в случаях снятия засоренных песочных фильтров продуктивность скважин повышалась в 10-15 раз при одновременном поступлении в скважину больших количеств песка.

Технология получила название CHOPS, которое расшифровывается как Cold Heavy Oil Production with Sand («холодная добыча тяжелой нефти вместе с песком»). При извлечении битумов вместе с песком создается своего рода режим непрерывного «оживления» песка вокруг скважин, который постепенно расширяется в пространстве.

Механизм «оживления» песка ещё не до конца изучен, однако влияние двух важнейших факторов уже установлены:

а) по мере отсоса части песка совместно с битумом увеличивается пористость и проницаемость породы, а образуемые новые поверхности внутри породы легко рассыпаются. Движение значительных масс песка к скважине

дополнительно увеличивает абсолютные скорости движения битумной массы к ней. При этом изъятие песка из пласта вместе с битумом создает в пласте систему беспорядочных высокопроницаемых каналов, т.н. «червячных ходов», ускоряющих дальнейшее продвижение битуминозных песков к скважине;

б) при снижении давления в породе в процессе отсоса битумно-песочной массы скважинным насосом из нее выделяются микроскопические газовые пузырьки, которые остаются в битумно-песочной массе, не образуя сплошной газовой фазы. Благодаря им масса ожижается, начинает вести себя как пена с высокой текучестью, что также способствует увеличению продуктивности скважины. При движении пенистой массы происходит расширение газовых пузырьков внутри неё, они способствуют блокированию горловин внутренних пор и тем самым повышению местных градиентов давления, что также способствует подвижности битумно-песчаной массы.

Благодаря формированию и развитию «червячных ходов» и режиму «ожижения» обеспечивается стабильное извлечение битумов в течение 5-10 лет, а в ряде случаев - до 14 лет. За первые 3-4 года они обычно выдают до 60-70% от всего объема извлекаемого потенциала скважин.

Поэтому, для поддержания стабильного уровня добычи необходимо регулярное бурение и подключение новых скважин.

Из-за низких капитальных и эксплуатационных расходов вследствие отсутствия необходимости в производстве пара, этот метод является более рентабельным, чем термические методы.

Стоимость добычи битуминозной нефти данным способом в условиях Канады составляет 10-14 долл./баррель.

Метод эффективен при разработке пористых, рыхлых, нецементированных нефтеносных песков, насыщенных растворенными в битумной массе газами. Такие пески легко могут быть приведены в движение для поддержания производительности скважины.

В случае отсутствия растворенного в битумах газа данная технология неприменима. Она неприменима также при вязкостях битумной массы выше

20000 сантипуаз. т.к. в этом случае не происходит образования газовых пузырьков.

В разрабатываемых этим методом залежах на расстоянии не менее, чем 500 м не должна присутствовать вода, иначе она будет просачиваться к скважине и препятствовать поступлению битумной массы с песком.

По глубине залегания разрабатываемых пластов определенные критерии ещё не разработаны, но по опыту фирм на сегодня они должны быть не слишком мелкими, и не слишком глубокими [6].

На поверхности земли песок от битумной массы отделяется в вертикальных отстойниках, в которых температура поддерживается около 90°C. Далее песок направляется на отвалы или в соляные каверны.

Одним из недостатков метода является попутное извлечение песка вместе с нефтью. За средний срок службы скважины вместе с битумами, как правило, извлекается около 1000 м³ песка. Доля перекачиваемого песка в первые месяцы начала эксплуатации составляет, как правило, 30-50% от всего объема перекачиваемой массы, затем она снижается до 10% и менее.

2.2 Принципиальная схема извлечения битумов холодным методом вместе с песком по технологии CHOPS

В Канаде использование этого метода практикуется в качестве первой фазы разработки на ряде месторождений. Его применение благоприятно сказывается и на дальнейших этапах разработки другими методами, благодаря увеличению пористости, проницаемости и сжимаемости пласта, ускоряя, например, процессы теплового воздействия и снижая потери тепла. Над совершенствованием и расширением применения этой технологии работают фирмы CNRL, Devon и Husky Energy. Фирма Devon увеличила к 2010г. производительность своего комплекса с 480 т/сут. (3000 баррель/сут) до 3200-4000 т/сут (20-25 тыс. баррелей/сут.) за счет установки 800 новых скважин в районе Cold Lake с залежами битумов на глубине 500 м (рис.1).

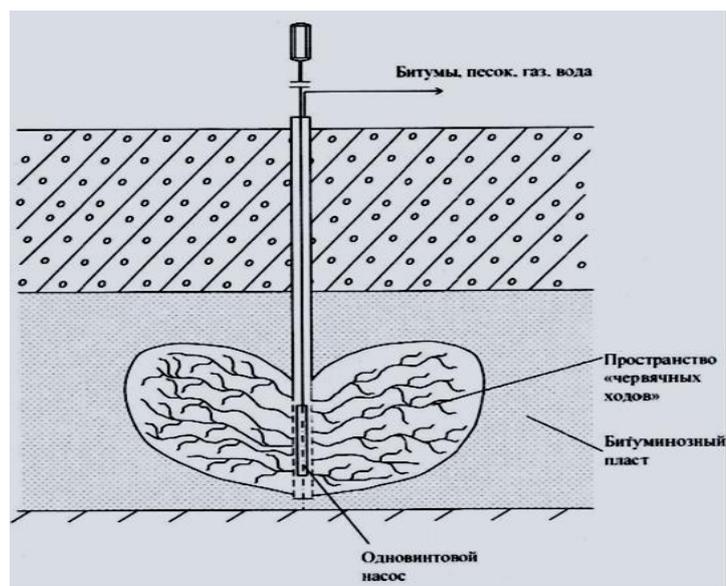


Рисунок 1- Принципиальная схема извлечения битумов холодным методом вместе с песком по технологии CHOPS

3 Специальные насосы

Хотя и эффект «оживления» песка вокруг скважин был известен давно, но метод был реально внедрен только после создания нового поколения одновинтовых насосов с рабочими полостями, перемещающимися вдоль оси от одного торца цилиндрического корпуса к другому. Надежность работы нового поколения этих насосов обеспечивается выполнением статора из специального износостойкого эластомера.

Одновинтовые насосы представляют собой дальнейшее развитие шестеренчатых насосов с внутренним зацеплением. Одновинтовой насос имеет ротор в виде однозаходного винта, имеющего в поперечном сечении один зуб кругового профиля.

Зуб ротора представляет собой тело самого винта. Он образован путем смещения центра вращения винта относительно центра сечения винта, т.е. ротор установлен в статоре (во внутреннем корпусе) с эксцентриситетом.

В целом, поверхность винта является результатом вращения синусоиды вокруг оси с одновременным поступательным перемещением вдоль этой оси. При повороте винта на 360° синусоида перемещается на величину шага винта.

Внутренняя поверхность корпуса насоса представляет собой двухзаходную сопряженную с ротором винтовую поверхность с двумя винтовыми канавками полукруглого сечения [5].

Принципиальная схема погружного одновинтового насоса для откачки смеси сверхтяжелой нефти с песком при холодном скважинном добыче по технологии CHOPS

Поперечное сечение внутренней полости в целом представляет собой два полукруга, отстоящие друг от друга на расстоянии эксцентриситета и соединенные касательными прямыми линиями.

Длина корпуса ротора, как правило, должна превышать величину двух шагов винтового профиля винта.(рис2.)

При вращении ротора его винтовая поверхность огибает внутреннюю поверхность одного из винтовых канавок корпуса, при этом во втором винтовом пазу корпуса образуются замкнутые линзообразные полости, которые непрерывно перемещаются по винтовой линии вокруг оси насоса в направлении от одного открытого торца корпуса насоса к другому без изменения своих объемов.

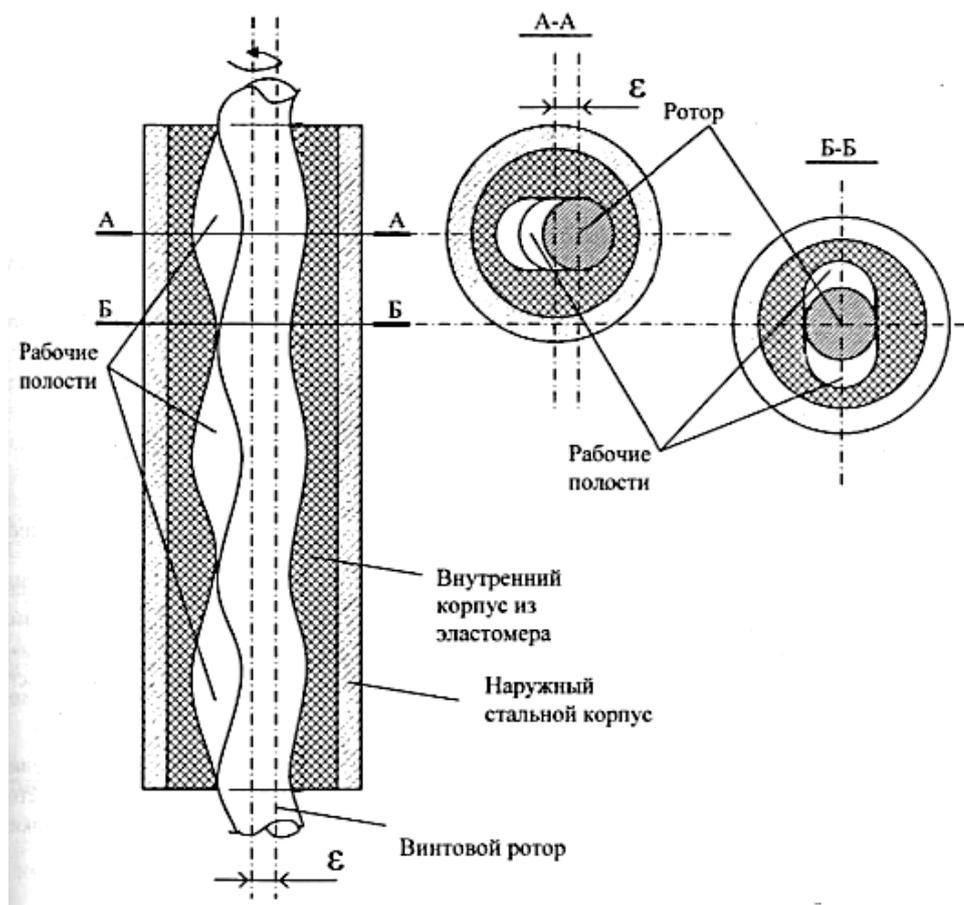


Рисунок 2 - Принципиальная схема погружного одновинтового насоса для откачки смеси сверхтяжелой нефти с песком при холодном скважинном добыче по технологии CHOPS

Такой непрерывный характер движения рабочих полостей в одном и том же направлении объясняет английское наименование насосов этого класса - «progressing cavity pumps» - «насосы с поступательным движением полостей».

Эти насосы не имеют клапанов, рабочие полости имеют плавную обтекаемую конфигурацию, поток перекачиваемой среды непрерывен, корпус насоса представляет собой часть обыкновенной трубы.

Внутренний корпус (статор) изготавливается из упругого материала (специального эластомера, специальной резины и т.п.), поэтому при перекачке вязких жидкостей очень малы перетечки через контактную линию между ротором и корпусом, уплотняющую соседние полости.

Если в дополнительную зону контакта ротора и корпуса попадают частицы песка, то в этот момент они вдавливаются в эластичную стенку корпуса за счет

её деформации и после перемещения линии контакта и начала раскрытия следующей рабочей полости выталкиваются за счет упругости стенки в эту полость. При этом внутренняя поверхность не истирается и не изнашивается. Благодаря этим достоинствам и высокой надежности они оказались идеальными насосами для перекачивания высоковязких нефтебитумов вместе с твердыми частицами песка, глины и других пород в подземных скважинных условиях.

Одновинтовые насосы выпускаются многими фирмами: Kudu Ind., Griffin Pumps, National Oilwell VarCo и др. В частности, фирма Kudu Ind. выпускает одновинтовые насосы серии ГР для откачки тяжелых нефтей на подачу 100 м³/сут., частотой вращения 100-500 об/мин для эксплуатации на глубинах от 200 до 3000м. Содержание песка при этом может достигать до 50% по объему.

Канадская фирма Griffin Pumps выпускает нефтяные одновинтовые насосы с поверхностным приводом на подачи 10-31 м³/мин (при 100 об/мин), диапазон давлений 60-185 кгс/см³ абс.

Скважины специальной конфигурации

Для повышения степени извлечения битумов по методу CHOPS используются скважины усложненных разветвленных конфигураций.

Разветвленные скважины позволяют реализовать значительно большие объемы дренирования пласта как с разных его участков по площади, так и с разных пластов по высоте при одновременном сокращении наземных производственных площадей для обустройства фонда скважин.

К настоящему времени отработаны технологии бурения и обустройства разветвленных горизонтальных скважин нескольких конфигураций и схем, например:

- раздвоенные по высоте и расположенные друг над другом в одной вертикальной плоскости;

- раздвоенные по горизонтали и расходящиеся в общей горизонтальной плоскости (схема «вилка»);

-раздвоенные по горизонтали и направленные под различными углами в одной и той же горизонтальной плоскости (схема «крылья чайки»);

-тройные скважины, расположенные друг над другом;

-тройные скважины, расходящиеся лучами от одной точки в общей горизонтальной плоскости (схема «куриная лапка»);

-многоветвистые скважины с ответвлениями в горизонтальной, или вертикальной плоскостях (схема «елочка» или «рыбья кость») с боковыми «ребрами» длиной до 300м и более от стволовой скважины (от «позвоночника»).

Направленные под углом к горизонтали, боковые ребра поднимаются в толще пласта на высоту до 30м.

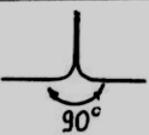
Конфигурации горизонтальных разветвленных скважин	Условная схема	Относительная стоимость бурения и обустройства скважин
Одиная		1,0
Многоветвистая с 9 ребрами (схема «рыбья кость» или «елочка»)		1,2
Разветвленные по высоте		1,6
Раздвоенные по горизонтали под прямым углом друг к другу (схема «крылья чайки»)		1,7
Тройное разветвление в горизонтальной плоскости (схема «куриная лапка»)		2,5

Рисунок 3 - относительная стоимость бурения и обустройства различных конфигураций разветвленных скважин для холодной добычи сверхтяжелых нефтей по оценкам Ф. Petrozuata

Одной из ведущих фирм, поставляющих узлы Latch Rite для подсоединения разветвлений к подземным скважинам и соответствующие

услуги, является ф. Halliburton.

В различные страны по всему миру она поставила более 500 таких узлов, в т.ч. более 100 - фирме Petrozuata в Венесуэлу [9].

Разветвленные скважины более дороги, чем одинарные горизонтальные скважины, однако извлечение нефтеотдачи и повышение степени извлечения нефти с лихвой покрывает эти издержки.

Применяется также холодный метод добычи без песка на некоторых участках месторождения PeaseRiver и Pelican Lake в Канаде, в частности, фирмой CNRL, в качестве первичной технологии извлечения на начальной стадии разработки месторождения.

Используются обычные горизонтальные скважины, из которых тяжелая нефть извлекается с помощью погружных насосов, разбавляется легкими углеводородами и направляется по трубопроводу к месту переработки.

Для стимулирования притока нефти к скважине, большую роль играет наличие в ней растворенного газа [5].

Заключение (Conclusion)

Перспективы развития нефтяной отрасли связаны с разработкой месторождений тяжелых нефтей (ТН) и природных битумов (ПБ). Россия занимает одно из лидирующих мест в мире по запасам ТН и ПБ, при этом степень выработанности этих запасов очень низка. В мировой практике накоплен опыт разработки месторождений ТН и ПБ различными методами, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки [8].

Запасы высоковязких нефтей и природных битумов гораздо больше запасов традиционной мало- и средне вязкой нефти и метод SNOPS является довольно эффективной альтернативой традиционным методам разработки месторождений высоковязких нефтей. Эффект достигается во многом благодаря разрушению коллектора и образованию вормхоллов, что способствует увеличению проницаемости (в первую очередь) призабойной зоны добывающей скважины, а также (во многих случаях) и всего пласта. Немаловажную роль в обеспечении относительно высокого КИН за счет поддержания пластового давления играет проявляющийся в большинстве высоковязких нефтей эффект пенной нефти. Эффективность метода можно повысить с помощью применения циклических закачек агентов (например, пара) на заключительных стадиях разработки месторождения.

Список использованной литературы (References)

1. Николин И. В. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов//Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. 2007г. Вып. 2. С.54–68.
2. Гупта П., Дориях А., Рэй С. Результаты внутрислоевого горения//Нефтегазовые технологии. 2008. Март. Вып. 3. С.12–15.
3. Кудинов В. И. Новые технологии повышения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкими нефтями//Нефтяное хозяйство. 2002. Вып С.92–95.
4. <http://www.rogtec.com>. Журнал Rog тек. 68-74 стр.
5. CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand) Development Strategy for the Karazhan basmunai Joint Venture, Aktau Province, Kazakhstan, Maurice B. Dassault, University of Waterloo Ph.D., P.Eng. Prepared for Karazhan basmunai Joint Venture October 2003 page vol.- 422 p.
6. <http://www.pcm.eu/ru/neft-i-gaz/pcm-resheniya/mehanizirovannoy-dobychi-produkty>
7. 1. Han G., Bruno M., Dusseault M. How much oil you can get from CHOPS // JPT. – 2007. – № 4.
8. Ruifeng W., Xintao Y., Xueqing T., Xianghong W., Xinzheng Z., Li W., Xiaoling Y. Successful cold heavy oil production with sand application in massive heavy oil reservoir in Sudan: a case study. SPE 150540. – 2011.
9. Николин И.В. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов // Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. – 2007. - №2 – С.54-55
10. Данилова Е.А. Тяжелые нефти России // The Chemical Journal. – 2008. – №12. – С. 34–37.