

Казанский Федеральный Университет
Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов
Kazan Federal University,
Department of oil & gas technology and carbon materials
Российское газовое общество
Russian Gas Society

Технологические показатели проекта по извлечению природных битумов по технологии CSI – циклической закачки растворителя в пласт

Technological indicators of the project for the extraction of natural bitumen using CSI technology - cyclic solvent injection into the reservoir

Гостенов Максим Константинович, Gostenov Maxim Konstantinovich¹

Неробов Никита Ильич, Nerobov Nikita Ilyich²

Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich³

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов¹

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов²

доктор технических наук, профессор кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов, заведующий, академик РАЕН, Заслуженный деятель науки Республики Татарстан, лауреат государственной премии РТ в области науки и техники³

Казань, Россия

E-mail: 89373435368@mail.ru, nernikita@gmail.com, kemalov@mail.ru

Аннотация: В статье рассмотрены разработки ведущих мировых нефтегазовых компаний, технологические показатели проекта по извлечению природных битумов по технологии CSI - циклической закачки растворителя в пласт, различные направления в технологиях извлечения битумов: пульсационные технологии, висбрекинг в пласте.

Abstract: The article discusses the developments of the world's leading oil and gas companies, the technological indicators of the project for the extraction of natural bitumen using CSI technology - cyclic solvent injection into the reservoir, various areas in bitumen extraction technologies: pulsation technologies, visbreaking in the reservoir.

Ключевые слова: технологические показатели проекта по извлечению природных битумов, циклическая закачка растворителей в пласт, технологии извлечения битумов, пульсационные технологии, висбрекинг в пласте

Keywords: technological indicators of the project for the extraction of natural bitumen, cyclic injection of solvents into the reservoir, bitumen recovery technologies, pulsation technologies, visbreaking in the reservoir.

Введение (Introduction)

Прогресс в области технологий является ключом к экономическому и ответственному развитию битумных ресурсов.

За последние 40 лет ExxonMobil инвестировала более 2000 работ по исследованию тяжелой нефти. Были глубже изучены процессы извлечения, усилены поверхностные технологии. Все эти усилия включают в себя разработку различных технологий по извлечению тяжелой нефти, совершенствование существующих технологий. Это привело к повышению ценности тяжелой нефти, к помощи по ее транспортировке.

1. Разработки фирмы Exxon Mobil

В целях снижения воздействия на окружающую среду и дальнейшего повышения эффективности извлечения, исследователи компании продолжают внедрять новые изобретения. К ним относятся: LASER, Solvent-Assisted SAGD, Continuous Infill Steam-Flooding, Cyclic Solvent Process, Paraffinic Froth Treatment, Non-Aqueous Extraction (NAE).

LASER. После более чем десяти лет исследований и пилотных испытаний, Imperial Oil разворачивает новую технологию, которая является дополнением для технологии CSS. LASER заключается в впрыскивании низких концентраций растворителя (конденсат природного газа) вместе с водяным паром. Растворитель способствует дополнительному снижению вязкости битума. Конденсат, растворитель и битум извлекают обратно по той же скважине. Э

то приводит к более эффективным процессам извлечения. Путем добавления растворителя больше ресурсов может быть извлечено из скважин за то же количество пара используемого в традиционных CSS. Технология LASER имеет потенциал, так как сокращает выброс парниковых газов более чем на 25 процентов.

Solvent-Assisted SAGD. Был запущен пилотный проект в Cold Lake, в котором происходит добавление легкого углеводородного растворителя для SAGD скважин. Добавление растворителя к водяному пару, помогает извлекать больше битума с тем же количеством водяного пара, что приводит к низкой энергозатратности и низкой интенсивности выбросов парниковых газов. Цель состоит в улучшении процесса SAGD, как аналогичное усовершенствование LASER для CSS. Эта технология имеет потенциал для повышения коэффициента извлечения для некоторых месторождений в районах Cold Lake и Athabasca.

Continuous Infill Steam-Flooding. Также была опробована технология steam flooding для увеличения извлечения ресурсов в зрелой части Cold Lake. Результаты показали, что технология может улучшить извлечение ресурсов и снизить интенсивность выбросов парниковых газов на 30%.

Cyclic Solvent Process. CSP использует растворитель вместо пара, при извлечении битума. В отличие от технологий с использованием пара, CSP значительно улучшает эффективность использования энергии, уменьшая интенсивность выбросов парникового газа, произведенного битумом приблизительно на 90 процентов, и фактически устраняет использования воды.

Paraffinic Froth Treatment. Проект будет использовать технологию обработки парафиновой пеной битумных месторождений, где битум смешивается с конденсатом природного газа, чтобы создать сжиженный битумный продукт. Сжиженный битум подходит для непосредственной транспортировки по трубопроводу из месторождения. Такой процесс снижает воздействие на

окружающую среду на месте извлечения. Поскольку будет осуществлено подключение к существенной североамериканской трубопроводной системе, сжиженный битум может транспортироваться непосредственно на НПЗ, которые сконфигурированы для обработки тяжелой нефти и битума.

Non-Aqueous Extraction (NAE, безводное извлечение). Ученые из Imperial Oil и ExxonMobil работают над уменьшением воды при добыче битумов. NAE может потенциально уменьшить использование воды во время извлечения больше чем на 90 процентов.

2. Технологические показатели проекта по извлечению природных битумов по технологии CSI - циклической закачки растворителя в пласт (фирма ExxonMobil)

Новые технологии фирмы ExxonMobil сосредоточены снизить воздействие на окружающую среду и улучшить долгосрочный доступ к тяжелым нефтяным ресурсам. В отличие от многих других технологий по извлечению тяжелой нефти, технология циклической закачки растворителя в пласт (CSI) является нетепловой.

Процесс технологии состоит из впрыскивания растворителя через горизонтальный ствол скважины, растворитель уменьшает вязкость тяжелой нефти в пласте, после чего вся образовавшаяся смесь откачивается через ту же скважину. Затем процесс повторяется.

Первичные растворители представляют собой легкие углеводородные растворители, такие как пропан. CSI имеет потенциал, т.к. существенно сокращается выброс парниковых газов, по сравнению с существующими методами термического извлечения, тем самым происходит сокращение потребление энергии и воды.

Технология может также обеспечить доступ к дополнительным ресурсам, резервуарам с тонкими зонами, которые являются сложными для извлечения с текущими процессами термического извлечения.

Способ извлечения ресурсов в рабочей жидкости из подземного резервуара с помощью углеводородных растворителей, включает: введение снижающего вязкость растворителя, состоящего из фракции указанных углеводородов под давлением в пласт, смешивание растворителя с углеводородами, снижение давления в пласте, повторение всех этапов по мере необходимости.

Под растворителем подразумевается соединение, которое имеет жидкостное / паровое давление, которое ниже регулярно используемого инъекционного давления резервуара и таким образом впрыскивается в жидкой фазе. Предпочтительно чтобы давление соединения было близко к начальному резервному давлению так, чтобы рабочее давление резервуара легко можно было поднять выше давления измененной фазы во время инъекции. Оно также должно быть достаточно высоким, так чтобы растворитель испарялся при пониженных давлениях, которые используются для извлечения. Подходящими растворителями являются низшие углеводороды, такие как метан, этан и пропан, а также CO_2 .

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 API, 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.

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 API 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.

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.

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 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 пенности 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 м³/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.

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.

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

Проблема, которая остается нерешенной: максимизация извлечения битумов и тяжелой нефти с максимальной экономией, минимальной потерей растворителя и минимизация остаточных битумов и тяжелой нефти в пласте, также эффективное распределение растворителя в резервуаре.

3. Пример масштабного применения процесса циклической закачки растворителя.

Пример того, как этот процесс может быть применен для производства битума в Cold Lake, в промышленном масштабе, описан ниже. После масштабного прогнозирования при моделировании, показатели указывают на то, что коммерческая скважина 750 м длиной может производить около 50 м³ / сут битума в среднем от тонкого пласта месторождения. Шестьдесят таких скважин на производственных месторождениях потребовались бы для непрерывного производства битумов объемом 3000 м³ / сут на центральном заводе. Каждая скважина будет работать 9 лет и извлекать около 25-30% битума на месте. Новые скважины должны быть пробурены и запущены, чтобы заменить те, которые приближаются к концу жизни скважины.

Для снижения затрат и воздействия на окружающую среду, десять скважин пробурены из того же места поверхности площадки. Горизонтальные участки 5 скважин ориентированы параллельно в том же направлении в пласте, а остальные пять скважин ориентированы в противоположном направлении. Разнос скважин параллельно в резервуаре составляет около 160 м друг от друга. В устье 10 лунок на той же площадке привязаны к коллекторам, которые связаны с нагнетательной и производственной линией магистральных и центральной станции. Измерительные и тестированные объекты построены в спутниковом здании на площадке для контроля давления, система впрыска топлива и объемов производства. Несколько подушечки аналогичной конструкции объекта и конфигурации также встроены в поле вблизи, как это необходимо для удовлетворения требований производства.

Производимые жидкости из каждой эксплуатационной скважины протекают через коллектор и перекачиваются в центральную скважину завода по переработке. Каждая эксплуатационная скважина испытывается на участке площадки на ежедневной основе для забойного давления, объема производства и P_{sor} . Данные по P_{sor} используется для оптимизации понижения давления и производственных операций.

Производство скважины будет прекращено, если его P_{сog} высока ($> 3,0$) и забойное давление низкое ($< 1,5$ МПа).

Полученные жидкости содержат этан, битум, разбавитель и небольшое количество реликтовой воды. Этан разделяется на центральной станции через серию высокого и низкого давления, сепараторов и повторно используется для инъекций. Небольшое количество разбавителя, подают на завод по трубопроводу, добавляется в добываемые текучие среды, свободных от этана для облегчения отделения воды и масла. "Безводное" масло окончательно отделано от дополнительного разбавителя для удовлетворения спецификации трубопровода и отправлены для маркетинга. В нефтяной промышленности песка, термин "dilbit" используется для обозначения масла, содержащего разбавитель и битум.

Этан, загущенный для инъекций на центральном заводе. Перед смешиванием, этан из линии подачи и рециркуляционного потока сжимается в жидком состоянии при 3,9 МПа и 20 ° С. В верхнем течении на линии смеситель, жидкий этан смешивают с небольшим потоком dilbit из производственного потока. Достаточное dilbit добавляют к смеси до тех пор, вязкость смеси не достигнет примерно 0,4 ф. Небольшой поток ингибитора гидратов, таких как метанол, также добавляется. Впрыскиваемое вещество затем доставляется к различным нагнетательным скважинам на месторождении через ствол нагнетательной линии. Нагнетание осуществляют при постоянном давлении нагнетания инжекционного насоса, расположенного в центральной станции. Давление на выходе насоса устанавливается немного выше минимального образования на месте напряжения, т.е. 9 МПа, с учетом потерь на трение по нагнетательной линии. Инъекции в скважину будет постепенно замедляться и в итоге остановки при повышении забойного давления и приближается к минимальному образованию в месте напряжение 9 МПа. По сравнению с производственным циклом, инъекции, как правило, достаточно короткие и длятся от нескольких дней до недели с учетом достаточности насоса и мощности растворителя.

Висбрекинг в пласте

Понятие «Висбрекинг» происходит от англ. Viscosity, что означает вязкость, тягучесть, и breaking – разрушение, это отлично отражает функциональную суть термина как особой разновидности крекинга, являющегося собой термодеструктивный процесс превращения нефтяного сырья, называемого «тяжёлым», то есть имеющего большую молекулярную массу, в более «лёгкие» продукты различных фракций: газообразные, жидкие и твёрдые.

Если крекингом (от англ. cracking – расщепление) называют последовательную переработку нефти и её фракций при высокотемпературных режимах, в результате которой на выходе получают виды топлива, смазочные и технические масла, а также сырьё для химической и нефтехимической промышленности; то сырьё для висбрекинга, как правило, – мазуты, гудроны и полугудроны. Эти остаточные продукты нефтепереработки имеют сложный химический состав и характеризуются агрегатным состоянием отдельных компонентов.

Данные процессы происходят с выделением побочных продуктов – в данном случае газов и бензиновых фракций.

Примером висбрекинга также может служить производство жидкого котельного топлива, вязкость которого снижается по сравнению с исходным сырьём, либо производство газойля – сырья для каталитического и гидрокрекинга.

Висбрекинг характеризуется относительно мягкими условиями, он происходит при более низкой температуре. Восприимчивость, например, гудрона к висбрекингу зависит от температуры его размягчения. Проведение процесса с нарушением температурного режима может приводить к нестабильности конечного продукта, то есть к смешению остаточного продукта висбрекинга с остальными компонентами котельного топлива. Нестабильное топливо расслаивается на фракции и в нём выпадает осадок.

Термическое преобразование нефтяных фракций – сложный химический процесс. Легче крекируются, то есть подвергаются расщеплению парафиновые углеводороды, сложнее процесс происходит по отношению нафтеновых углеводородов, ароматические же считаются устойчивыми к температурному воздействию.

Известно множество способов обработки нефти с целью уменьшения ее вязкости. Все известные способы можно разделить на несколько групп:

1. Термический нагрев.
2. Создание эмульсии нефти в воде при помощи веществ-эмульгаторов.
3. Воздействие на жидкость различными видами электромагнитного излучения и их комбинациями.
4. Обработка нефти с помощью ультразвуковых колебаний высокой интенсивности.

Одним из основных способов снижения вязкости нефти является ее термический нагрев. Нагрев осуществляется с помощью: - котлов выделяющих тепло при сжигании угля, природного газа или нефти, отбираемой из этого же нефтепровода; - отвод теплоты выделяемой при работе насосов при перекачке нефти на нефтеперекачивающих станциях; - электрический обогрев нефтепровода. Процесс термообработки заключается в нагреве нефти до температуры, при которой растворяются содержащиеся в ней твердые парафиновые углеводороды, и охлаждении с заданной скоростью в определенных условиях (в движении или покое). Для парафинистых нефтей существует оптимальная температура подогрева, при которой эффект термообработки наибольший. Эта температура всегда выше температуры плавления парафинов, находящихся в нефти. С ростом температуры нагрева температура застывания сначала увеличивается, затем уменьшается, становясь минимальной при определенной температуре термообработки.

Пульсационные технологии

Устройство пульсационных технологий относится к работам в нефтяных скважинах, а именно к способам и устройствам для интенсификации добычи нефти с помощью акустического воздействия на добывающий нефтяной пласт. Способ акустического воздействия на нефтяной пласт включает в себя воздействие на звуковых или ультразвуковых частотах и на низких звуковых частотах - 20 Гц или 50 Гц. Длина пакетов звукового или ультразвукового воздействия - половина периода выбранной для воздействия низкой звуковой частоты. Устройство акустического воздействия на нефтяной пласт включает в себя акустический излучатель, рабочая частота - 8-25 кГц и генератор пакетов мощных электрических сигналов на рабочей частоте акустического излучателя. Техническим результатом является повышение нефтеотдачи пласта и повышение надежности устройства. 2 н. и 1 з.п. ф-лы, 2 ил.

Изобретение относится к оборудованию для интенсификации добычи нефти в нефтяных скважинах с помощью звукового и ультразвукового воздействия на нефтяной пласт.

Известны способ и устройство комбинированного термоакустического воздействия на нефтяной пласт, использующие: генератор высокой частоты, подключенный через согласующее устройство и питающий кабель к скважинному прибору, содержащему умножитель частоты и параллельно включенные излучатель и электронагреватель.

Недостаток устройства - малая глубинность акустического и термического воздействий на нефтяной пласт и отсутствие низкочастотных колебательных воздействий, обеспечивающих дальнейшее воздействие на обрабатываемый пласт и стимулирующих движение нефти (газа) к перфорированному интервалу при ее добыче из отдаленных окрестностей скважины.

Известен способ обработки и очистки призабойной зоны пласта, использующий как весьма эффективное - колебательное воздействие в диапазоне частот от 10 до 500 Гц, и реализуемый прокачкой очищающих ближнее околоскважинное пространство реагентов.

Но этот способ не может быть использован непосредственно в ходе добычи нефти.

Известны способ и устройство обработки продуктивного пласта скважины и устройство его реализации, использующие при воздействии на пласт наряду с высокочастотными (10-60 кГц) комбинационные низкочастотные акустические колебания (из диапазона 20-4000 Гц). Использование низкочастотных акустических колебаний увеличивает дальность и эффективность воздействия. Устройство наряду с его достоинствами сложно в изготовлении и вследствие этого недостаточно надежно в эксплуатации.

Цель устройства - упрощение способа и создание на его основе устройств (схему, описание устройства и реализацию способа см. раздел "осуществление изобретения") комбинированного (низко- и высокочастотного) акустического воздействия, обладающих повышенной надежностью и пригодных для использования, в том числе непосредственно в ходе добычи нефти. Комбинированное же воздействие в ходе добычи обеспечивает активное продвижение добываемого флюида по каналам фильтрации как в прискважинной, так и в удаленной зоне пласта, что существенно повышает нефтеотдачу обрабатываемого пласта.

Заключение (Conclusions)

Растворитель способствует дополнительному снижению вязкости битума. Путем добавления растворителя больше ресурсов может быть извлечено из скважин за то же количество пара используемого в традиционных CSS. Технология LASER имеет потенциал, так как сокращает выброс парниковых газов более чем на 25 процентов.

Добавление растворителя к водяному пару, помогает извлекать больше битума с тем же количеством водяного пара, что приводит к низкой энергозатратности и низкой интенсивности выбросов парниковых газов.

В отличие от технологий с использованием пара, CSP значительно улучшает эффективность использования энергии, уменьшая интенсивность

выбросов парникового газа, произведенного битумом приблизительно на 90 процентов, и фактически устраняет использования воды.

Non-Aqueous Extraction (NAE), безводное извлечение может потенциально уменьшить использование воды во время извлечения больше чем на 90 процентов/

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.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ (REFERENCES):

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – с. 343.
2. Билалова Г.А., Билалова Г.М. Применение новых технологий в добыче нефти. – Учебное пособие. – Волгоград: Издательский Дом «Ин-Фолио», 2009. – 272 с.
3. Бурже Ж.П., Сурио М., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1988. – 424 с.
4. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М.: Нефть и газ. – 1996. – 284 с.
5. Николин И.В. Методы разработки тяжелых нефтей природных битумов. Наука – фундамент решения технологических проблем развития России, 2007 г., №2.
6. www.rogtecmagazine.com «Технологии циклической закачки растворителя для извлечения тяжелой нефти».
7. <http://www.ogbus.ru> Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств Нефтегазовое дело, 2005.
8. Евгения Данилова, к. х. н. Тяжелые нефти России The Chemical Journal Декабрь 2008.
9. В.И. Кокорев (ОАО «РИТЭК») Инновационный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти нефтяное хозяйство 08.2009 г.