

УДК 622.276.4

**Рахимов А.А.**, кандидат технических наук, доцент,

**Рахимова Л.А.**, старший преподаватель,

**Умбеткулов С.У.**, магистрант

Западно-Казахстанский аграрно-технический университет им. Жангир хана, г. Уральск, РК

## **ВЫБОР УСТАНОВОК ПОДОГРЕВА УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН**

### **Аннотация**

В статье на основе обзора литературных источников сделан анализ и выбор оптимального варианта разработки для повышения дебита скважин. Депарафинизация позволяет интенсифицировать текущую добычу углеводородного сырья, увеличивать степень извлечения углеводородов.

**Ключевые слова:** скважина, дебит, парафиноотложения, тепловые методы, тепловой насос, компрессор, теплообменник, хладагент.

Анализ физико-химического состава углеводородного сырья месторождения Узень показывает различное, часто довольно высокое, содержание парафина в нефти.

Осложнения от парафиноотложений определяются аномальными свойствами нефтей продуктивных горизонтов месторождения, состоящие в следующем [1]:

- высокое содержание в нефти растворенного парафина (до 22,6%) и асфальто-смолистых веществ (до 20%);
- температура насыщения нефти парафином равна или близка к начальной пластовой температуре;
- небольшая разница в своде структуры между давлением насыщения нефти газом и начальным пластовым давлением;
- при снижении температуры пласта ниже температуры насыщения нефти парафином в пористой среде пластов-коллекторов из нефти может выделяться парафин.

Нефти с такими свойствами при определённых термобарических условиях приводят к запарафиниванию нефтепромыслового оборудования и застыванию нефти в выкидных трубопроводах, что осложняет технологические процессы добычи нефти. Наличие в нефти парафина обуславливает возникновение проблемы, связанной с отложением парафина в подземном и наземном технологическом оборудовании. АСПО снижают производительность скважин, увеличивают износ оборудования, расходы электроэнергии и давление в выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО – актуальная задача при интенсификации добычи нефти.

Применяются механические, химические, тепловые и физические методы борьбы с АСПО, а также их комбинации, причем комбинациями различных методов охвачено более 75% фонда скважин. В качестве дополнительного метода борьбы с АСПО на 77,9% осложненного фонда скважин, эксплуатируемых УШГН, используются промывки различного типа (дистиллятом, дистиллятом в комбинации с нефтью, горячей нефтью).

На месторождении начиная с 2010 года в целях предотвращения парафиноотложений в призабойной зоне и в подземном оборудовании скважин проводились опытно-промысловые испытания ингибиторов парафиноотложений «Дисперсоген V-4451» фирмы «Clariant GmbH» (Германия) путем закачки в добывающие скважины. При проведении технологии непрерывной подачи ингибитора межочистной период (МОП) увеличился с 54 до 99 суток. При технологии периодической подачи произошло незначительное увеличение МОП.

По результатам осмотра подземного оборудования установлено, что на 5-ти скважинах МОП в среднем составил 95,6 сут. Скорость отложения парафина составила 0,08 мм/сут. На одной скважине запарафинивание оборудования произошло за 30 суток. Две скважины не принимали реагент.

На скважинах 3344, 1916, 259, 8807, 7320 в целях удаления АСПО с подземного оборудования при подготовке к ПРС были проведены промывки горячей водой с

добавлением ПАВ типа «Рауан-100» с различной концентрацией ПАВ: 0,1%, 0,2% и 0,5%.

В настоящее время на месторождении для обработки призабойной зоны пласта и очистки подземного оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) применяются тепловые методы, в частности, технология обработки скважин горячей нефтью с использованием агрегатов депарафинизаторов модернизированных (АДПМ-12/150 и АДПМ-Хотойл). Устройство АДПМ-12/150, например, представляет собой нагреватель вертикальный, цилиндрический, прямоточный, змеевикового типа для нагрева нефти до температуры плюс 150 °С при давлении до 16 МПа.

Успешность тепловых обработок 68%. Средняя продолжительность работы скважины с восстановленным дебитом после обработок – 9 сут. Межочистной период 52 дня.

Обобщая изложенное, следует отметить, что на месторождении технология депарафинизации подземного оборудования скважин горячей нефтью представляется наиболее эффективной с использованием модернизированных агрегатов – депарафинизаторов (АДПМ-12/150 и АДПМ-Хотойл).

Анализ осложнений, связанных с парафинизацией наземного оборудования показывает, что парафинизация выкидных трубопроводов существенно осложняет работу скважин, особенно в холодный период года. С увеличением обводненности добываемой продукции, интенсивность парафинизации наземного оборудования несколько снижается. Однако работа выкидных трубопроводов, транспортирующих высокопарафинистую застывающую нефть и вязкую эмульсию, продолжает оставаться ненадежной.

На месторождении предотвращение застывания нефти и нефтяной эмульсии в выкидных трубопроводах, особенно в холодный период года, решалась путем применения выкидных трубопроводов с тепловой изоляцией и устьевого подогрева. Однако, тепловая изоляция, несмотря на ее достаточную эффективность, была реализована на ограниченном фонде скважин. В качестве устьевых подогревателей использовались печи, работающие на попутном газе. С увеличением обводненности содержание попутного газа в продукции скважин снизилось, и работа устьевых подогревателей, особенно в самый ответственный холодный период года, оказалась ненадежной.

Тепловые методы являются перспективными для добычи высоковязких нефтей и нефтей с неньютоновскими свойствами. Однако существуют месторождения с такими условиями залегания и свойствами нефти, при которых тепловые методы воздействия могут оказаться единственными, допускающими промышленную разработку. И, конечно же, при таких условиях мы должны подобрать оборудование для нагрева воды, воздуха для дальнейшей его закачки в скважину или в пласт. И в нынешнее время таким оборудованием является тепловой насос [2]. Изобретение предназначено для использования отчасти в геологодобывающих отраслях для добычи тяжелых высоковязких нефтей, а также для подогрева воздуха или воды с целью снижения вязкости углеводородов и улучшения ее реологических свойств.

Многие отрасли промышленности нуждаются в теплой технической воде температурой от 40-90 градусов, также имеется значительный спрос на горячую воду в том же диапазоне температур нефтегазового сектора. Данная потребность может быть удовлетворена с помощью тепловых насосов. В этих целях чаще всего используют тепловые насосы замкнутого цикла, но также используют абсорбционные тепловые насосы и тепловые трансформаторы.

Пар используется непосредственно в процессе промышленного производства и распределения тепла. Современные тепловые насосы могут производить пар температурой до 150 градусов (опытный образец теплового насоса произвел пар температурой 300 градусов). В этих целях используют открытые и полукрытые системы рекомпрессии пара, тепловые насосы замкнутого цикла, каскадные (комбинированные) системы, а иногда и тепловые трансформаторы. В последнее десятилетие в нашей стране наблюдается значительный интерес к тепловым насосам (ТН). Это связано, в первую очередь, с ростом цен на энергоносители и проблемами экологии. Этому способствует и зарубежный опыт.

Следует отметить, что за рубежом теплонасосная техника находит широкое применение на протяжении уже более 30 лет. В РК практическое использование ТН находится в зачаточном состоянии. Такое положение с использованием ТН в России связано как с объективными, так и с субъективными причинами.

В настоящее время на рынке имеются самые различные типы ТН. У специалистов часто возникают проблемы с обоснованием применения и выбором оптимального типа ТН для конкретного объекта. В данной статье приводится укрупненная классификация наиболее распространенных типов ТН, методика анализа их эффективности, практические советы по выбору типа ТН с учетом особенностей конкретного объекта.

Тепловым насосом называется термодинамическая система (техническое устройство), позволяющая трансформировать теплоту с низкого температурного уровня на более высокий. Данные машины предназначены преимущественно для получения горячей воды, воздуха, пригодных для отопления, горячего водоснабжения и других целей. Необходимым условием для применения ТН является наличие низкотемпературного источника теплоты, по температурным параметрам не пригодного для использования в качестве греющей среды на вышеуказанные цели.

Два основных типа тепловых насосов:

Почти все тепловые насосы, используемые в настоящее время, функционируют либо на основе принципа компрессии пара, либо на основе абсорбционного цикла.

Теоретически теплопередача может быть осуществлена при помощи других термодинамических циклов и процессов. Они включают в себя цикл Стирлинга и цикл Валмиера, однофазные циклы (например, из воздуха или инертных газов CO<sub>2</sub>), сорбцию паров, гибридные системы (в частности, сочетание принципа компрессии пара и абсорбционного цикла) и электромагнитные и акустические процессы. Некоторые из данных технологий только выходят на рынок или достигли технической зрелости, а другие могут стать технологиями будущего.

Компрессионный тепловой насос

подавляющее большинство тепловых насосов для функционирования используют процесс сжатия пара. Основными составляющими такого теплового насоса являются компрессор, расширительный клапан и два теплообменника называемые испаритель и конденсатор. Данные компоненты соединяются и образуют замкнутый контур, как показано на рисунке 1. Летучие жидкости, используемые в качестве рабочей жидкости (хладагенты), циркулируют по данной системе.

Работа компрессионных тепловых насосов: электродвигатель приводит в движение компрессор с незначительными потерями энергии. Общая энергетическая эффективность теплового насоса сильно зависит от эффективности, с которой он потребляет электричество. Когда компрессор приводится в движение бензиновым или дизельным двигателем тепло от охлаждения воды и выхлопных газов используется в дополнение к теплу вырабатываемому в конденсаторе. Промышленные тепловые насосы компрессионного типа, часто используют рабочие жидкости в открытом цикле. Эти тепловые насосы, как правило, называют рекомпрессорами механических паров.

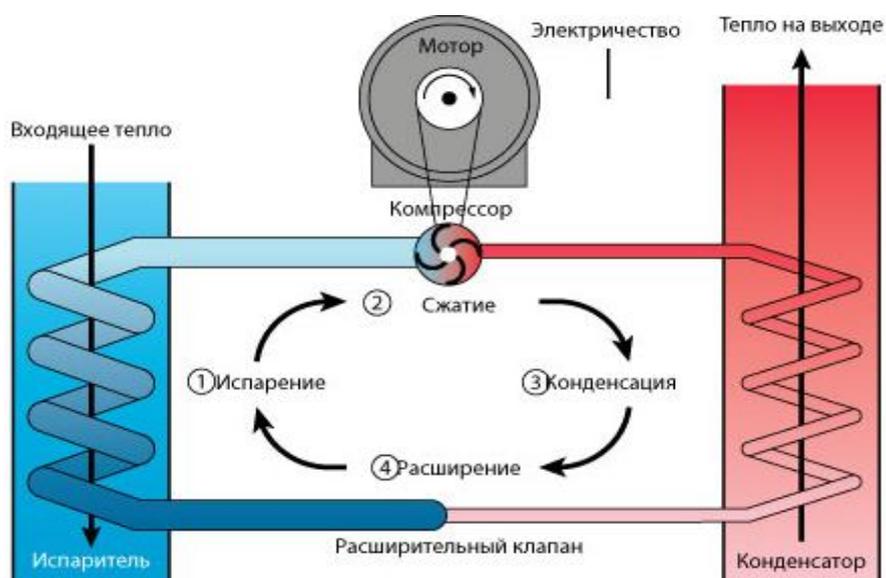


Рисунок 1 – Компрессионный тепловой насос

Абсорбционные системы (рисунок 2) используют способность жидкости и солей поглощать пары рабочей жидкости.

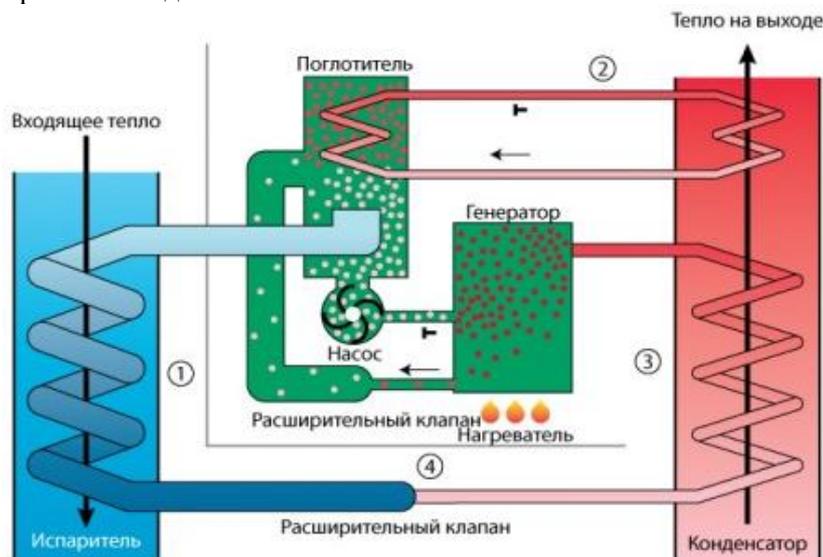


Рисунок 2 – Абсорбционный тепловой насос

Наиболее распространенными источниками рабочего пара для абсорбционных систем являются:

- вода (рабочая жидкость) и литий бромид (абсорбент);
- аммиак (рабочая жидкость) и вода (абсорбент).

В абсорбционных системах, сжатие рабочей жидкости достигается за счет нагревания под давлением в системе, которая состоит из поглотителя, насоса, генератора и расширительного клапана, как показано на схеме. Пар низкого давления на выходе из испарителя поглощается абсорбентом. В результате этого процесса генерируется тепло. Раствор с помощью насоса перекачивается под давлением и попадает в генератор, где выкипает при высокой температуре. Рабочая жидкость (пар) конденсируются в конденсаторе, в то время как абсорбент возвращается в поглотитель исходное состояние по расширительному клапану. Тепло извлекается из источника тепла в испарителе. Полезный выход тепла осуществляется при выравнивании температур в конденсаторе и в поглотителе. В генератор высокотемпературное тепло поступает, чтобы запустить процесс. Для работы насоса, перекачивающего жидкость необходимо небольшое количество электроэнергии.

Источником тепла может быть скалистая порода, земля, вода или, например, скважинная продукция. Внутри теплового насоса теплоноситель или так называемый источник низкопотенциальной энергии, проходя через теплообменник, называемый испарителем, отдает собранное из окружающей среды тепло во внутренний контур теплового насоса. Внутренний контур теплового насоса заполнен хладагентом. Хладагент, имея очень низкую температуру кипения, проходя через испаритель, превращается из жидкого состояния в газообразное. Это происходит при низком давлении и температуре  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Из испарителя газообразный хладагент попадает в компрессор, где он сжимается до высокого давления и высокой температуры. Далее горячий газ поступает во второй теплообменник, конденсатор. В конденсаторе происходит теплообмен между горячим газом и теплоносителем из обратного трубопровода системы обогрева. Хладагент отдает свое тепло в систему обогрева, охлаждается и снова переходит в жидкое состояние, а нагретый теплоноситель системы отопления поступает к отопительным приборам. После прохождения через конденсатор жидкий хладагент может быть еще более охлажден, а температура прямой воды системы отопления увеличена посредством дополнительно установленного сабкулера. Давление хладагента, тем не менее, все еще остается высоким. При прохождении хладагента

через редукционный клапан давление понижается, хладагент попадает в испаритель, и цикл повторяется снова.

Предлагается схема двухкаскадного теплового насоса для подогрева воды до нужной нам температуры 100 градусов (рисунок 3). Горячая вода с ингибитором коррозии поступает в межтрубное пространство скважины по дополнительной трубе, спущенной до глубины установки на НКТ пакера. Пакер устанавливается в зоне с температурой 40-50 градусов, где может начаться кристаллизация парафина и отложение его на стенках НКТ. Термосифонный подъем воды вдоль НКТ обеспечивает необходимый теплообмен и циркуляцию горячей воды.

Работает двухкаскадный тепловой насос для подготовки горячей воды закачки в пласт на месторождении Узень таким образом: скважинная продукция с температурой 30°C на пути к сепаратору проходит через первый испаритель 1, отдавая тепло хладагенту. Хладагент закипает, переходит в газообразное состояние и с температурой 28°C и движется к Компрессору 1, где происходит процесс его сжатия и его температура повышается до 70°C, после чего он направляется в конденсатор 1, в это время скважинная продукция попадает в трёхфазный сепаратор, выделившаяся пластовая вода с температурой 30°C попадает в конденсатор.

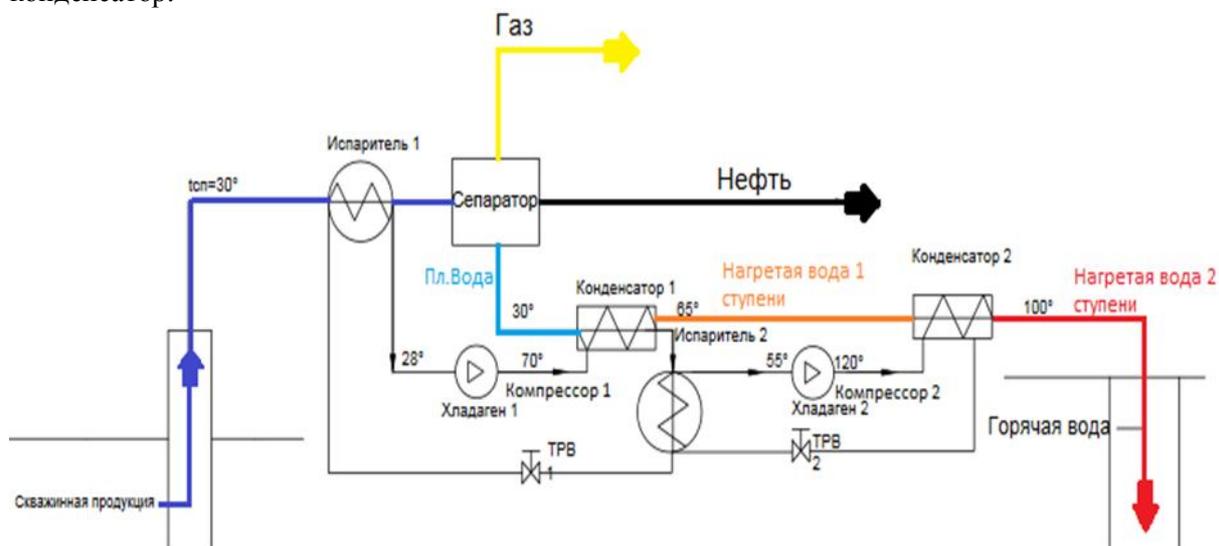


Рисунок 3 – Схема двухкаскадного теплового насоса для подготовки горячей воды

В конденсаторе происходит теплообмен и нагревание воды. Из конденсатора вода выходит с температурой 65°C, к сожалению для закачки в пласт, нам вода с такой температурой не подходит, поэтому вода проходит второй каскад подогрева, направляется к Конденсатору 2. Хладагент 2 проходит через Испоритель 2, нагревается с температурой 55°C, затем движется к Компрессору 2, Хладагент 2 поступает в Компрессор 2, где происходит процесс его сжатия и повышение температуры до 120°C, после чего он направляется в Конденсатор 2, в Конденсаторе 2 он нагревает воду, после чего вода выходит с температурой 100°C и направляется в скважину.

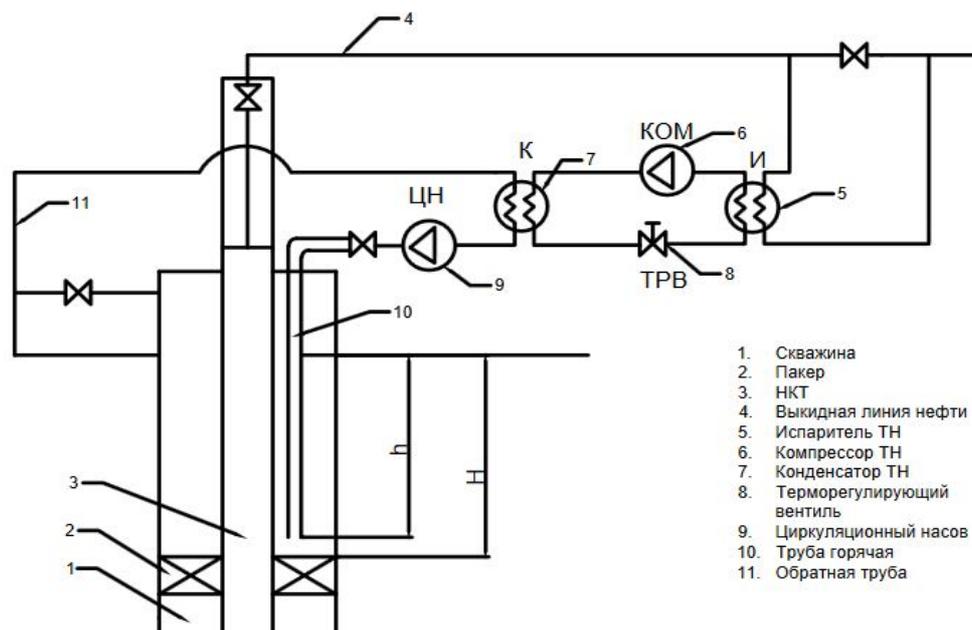


Рисунок 4 – Схема устьевого подогрева НКТ

Важным составным элементом теплонасосной установки является теплообменник [2]. Обзор и анализ существующих теплообменников показал, что наиболее подходящими являются двухтрубные теплообменники, их называют теплообменниками типа «труба в трубе». Они представляют собой набор последовательно соединенных элементов, состоящих из двух концентрически расположенных труб. Теплоноситель I движется по внутренним трубам, теплоноситель II – по кольцевому зазору между внутренними и наружными этих теплообменников достигаются значительные скорости движения теплоносителей (до 3 м/с), что приводит к увеличению коэффициентов теплопередачи и тепловых нагрузок, замедлению отложения накипи и загрязнений на стенках труб. Преимущества теплообменных агрегатов «труба в трубе».

Сравнительно невысокая стоимость на единицу поверхности процесса теплообмена компенсируется разнообразием компоновок и возможностью сборки агрегатов из стандартных элементов на месте установки агрегата. Это также дает возможность наращивания или уменьшения числа секций при изменении параметров технологического процесса.

Для обеспечения эффективной очистки внутренней поверхности теплообменников используется возможность выбора необходимых размеров входных и выходных патрубков. Конструкция агрегатов обеспечивает контроль по распределению потоков теплоносителя на каждый канал, это особенно важно в процессе охлаждения вязких жидкостей при работе одного насоса в группе агрегатов.

**Заключение.** В данной работе рассматривалась возможность использования нетрадиционных источников энергии, а именно теплонасосная установка, используемая для теплоснабжения.

Как и у любого объекта у теплового насоса есть свои преимущества и недостатки, которые были описаны в этом проекте.

В качестве испарителя и конденсатора установки были выбраны теплообменники с U-образными трубами, которые были рассчитаны.

Для данного проекта выбираем тепловой насос фирмы STIEBEL ELTRON (Италия) марки WPL 604. Официальный представитель компании находится в г. Москва и г. Санкт-Петербург.

В ходе оценки экономической эффективности установки объекта было установлено, что срок окупаемости составляет всего 1,93 года, а с увеличением цен на энергоносители, эта цифра может существенно снизиться.

Таким образом, цель и задачи в ходе выполнения проекта были успешно решены и достигнуты. Удалось предложить, разработать и исследовать совершенно новые идеи в

теплоснабжении.

Преимущества и экономическая выгода при использовании теплового насоса вместо традиционных источников тепловой энергии:

- отсутствие материальных расходов на закупку, транспортировку и хранение топлива;
- освобождение значительной территории, которая нужна для обустройства котельной, а также подъездных путей и помещений для складирования топлива;
- энергосбережение и экономия невозобновляемых источников энергии, а также защита окружающей среды;
- сокращения выбросов парниковых газов в атмосферу;
- автономный и независимый источник отопления и кондиционирования.

#### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

- 1 Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко. – М., Недра, 2007. – 408 с.
- 2 Боровков В.М. Тепловой насос с двухступенчатым конденсатором / В.М. Боровков, А.А. Аль Алавин // Промышленная энергетика. – 2007. – №8. – С. 40-43.

#### **ТҮЙІН**

Мақалада әдебиеттер көздеріне шолу негізінде қабаттың мұнай бергіштігін арттыру мақсатында парафин шөгінділерімен күресу ұңғыма дебитін жоғарылату үшін дайындаудың тиімді әдісін таңдау және талдау жасалған. Жылулық әдістермен парафин шөгінділерімен күресу көмірсутекті шикізаттарды өндіру дәрежесін арттыруға мүмкіндік береді.

#### **RESUME**

In this section according to the literature sources made analysis and choice of optimized method of engineering for improvement oil recovery. Deparaffinization allows to intensify the current production of hydrocarbon and increases extraction extent of hydrocarbons.