

К. Р. Рамазанов, доктор технических наук, профессор

И.К-М. Иманов, магистрант

К.С. Бексултанов, студент

Н.Н. Оразымбетов, студент

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

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Аннотация

Работа посвящена разработке способа транспортировки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу, который совмещает достоинства локальных и вдольтрассовых устройств подогрева нефти.

Ключевые слова: транспортировка высоковязкой нефти, магистральный нефтепровод, вдольтрассовый подогрев нефти, "горячий" нефтепровод, тепловой насос.

В последнее время наметилась устойчивая тенденция к увеличению объемов добычи и транспортировки так называемых «аномальных» нефтей с высоким содержанием парафина, которые имеют высокие температуры застывания.

Основными экспортными нефтепроводами для перекачки высоковязких и высокопарафинистых нефтей Казахстана в настоящее время являются МН Узень-Атырау-Самара и Узень-Каракоин-Шымкент. Отгрузка в КТК маловязкой низкозастывающей тенгизской нефти и прекращение поставок низкозастывающей западносибирской нефти в нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент существенно ограничили возможности применения метода смешения с маловязкими разбавителями на МН Узень-Атырау-Самара и Узень-Каракоин-Шымкент.

В связи с этим исследование и анализ развития нефтепроводной сети Казахстана, транспортировки высокозастывающей нефти в республике, а также проблем обусловленных ее физико-химическими свойствами является актуальной задачей.

Целью данной работы является на основании изучения литературных источников и анализа работы магистральных нефтепроводов определить основные особенности транспортировки высокозастывающей нефти внести изменения в технологию перекачки способствующие повышению эффективности эксплуатации нефтепроводов по перекачке таких нефтей.

Нами рассмотрена и проанализирована связь между развитием технологий транспортировки высокозастывающей нефти и применением их в трубопроводах Западного Казахстана, в хронологической последовательности проанализирована транспортировка высокозастывающей нефти на примере крупнейшего в мире "горячего" нефтепровода Узень-Атырау-Самара, а также применяемые технологии перекачки.

В настоящее время в мире эксплуатируются более 50 «горячих» магистральных трубопроводов. Крупнейшим из них является нефтепровод «Узень – Атырау- Самара».

Нефтепровод Атырау — Самара — уникальный подогреваемый магистральный нефтепровод. Проложен с месторождения Узень до Атырауского НПЗ, дальше соединяется с системой нефтепроводов «Транснефти» в направлении Самары. Нефтепровод специально подогревают печами для высокозастывающей нефти

Жетыбай-Узеньской группы месторождений. Протяжённость нефтепровода Узень-Атырау-Самара составляет более 1380 км, в т.ч. на территории Казахстана — 1232 км. Нефтепровод проходит по территории Мангыстауской, Атырауской и Западно-Казахстанской областей Казахстана и Самарской области России.

Объём прокачиваемой нефти — 17,5 млн тонн. Максимальная пропускная способность нефтепровода — 30 млн тонн нефти в год. Заказчиком является Министерство нефтяной промышленности России.

В настоящее время добываются значительные объёмы нефтей, обладающих высокой вязкостью при обычных температурах или содержащие большое количество парафина и вследствие этого застывающие при высоких температурах. Перекачка таких нефтей по трубопроводам обычным способом затруднена. Поэтому для их транспортировки применяют специальные методы:

- перекачку с разбавителями;
- гидротранспорт высоковязких нефтей;
- перекачку термообработанных нефтей;
- перекачку нефтей с присадками;
- перекачку предварительно подогретых нефтей.

Наиболее распространённым способом трубопроводного транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей в настоящее время является их перекачка с подогревом («горячая перекачка»).

В этом случае резервуары оборудованы системой подогрева нефти до температуры, при которой возможна ее откачка подпорными насосами. Они прокачивают нефть через дополнительные подогреватели и подают на прием основных насосов. Ими нефть закачивается в магистральный трубопровод.

По мере движения в магистральном трубопроводе нефть за счет теплообмена с окружающей средой остывает. Поэтому по трассе трубопровода через каждые 25-100 км устанавливают пункты подогрева. Промежуточные насосные станции размещают в соответствии с гидравлическим расчетом, но обязательно совмещают с пунктами подогрева, чтобы облегчить их эксплуатацию. В конце концов нефть закачивается в резервуары конечного пункта, также оборудованные системой подогрева.

Перекачка нефти по «горячим» трубопроводам ведется с помощью обычных центробежных насосов. Это связано с тем, что температура перекачиваемой нефти достаточно высока, и поэтому ее вязкость невелика. При вытеснении остывшей нефти из трубопроводов используются поршневые насосы, например марки НТ-45. Для подогрева нефти используют радиантно-конвекционные печи, КПД которых достигает 77 %.

Следует отметить, что имеется богатый опыт эксплуатации в подобных условиях крупнейшего «горячего» нефтепровода большого диаметра (720-1020 мм) Узень – Атырау- Самара, по которому перекачивалась высокозастывающая мангышлакская нефть с температурой застывания $t_z = 28\text{ }^{\circ}\text{C}$ и температурой нагрева $t_n = 65\text{ }^{\circ}\text{C}$. В настоящее время этот трубопровод также неизотермический, но работает на пониженных температурных режимах, порядка $30\text{ }^{\circ}\text{C}$, так как смесь нефтей, идущая по трубопроводу, имеет умеренную вязкость. С увеличением доли высоковязких нефтей температура перекачки будет соответственно возрастать.

Температура вязкой нефти может повышаться по мере ее следования на перегонах между насосными станциями за счет выделения тепла трения. Анализ фактического материала по 19-ти магистральным трубопроводам, выявил явные, в 1,5-2 раза по отношению к среднему значению, изменения коэффициента теплопередачи. Этот факт свидетельствуют также о нестационарности теплообмена трубопроводов с окружающей средой. Нестабильность теплогидравлических режимов магистральных

нефтепроводов приводит к перерасходу электроэнергии на перекачку и превышению эксплуатационных затрат.

Особую сложность представляют собой расчеты "горячих" трубопроводов, по которым перекачка высоковязких и высокозастывающих жидкостей осуществляется при более высоких температурах, порядка 60-120 °С. При "горячей" перекачке осуществляется подогрев нефти в печах промежуточных тепловых станций, что не только увеличивает себестоимость трубопроводного транспорта нефти или нефтепродуктов, но и ставит специфические проблемы надежности и экологической безопасности системы.

Так как подогретая нефть со временем остывает, а специально обработанная нефть теряет временно улучшенные транспортабельные свойства, то как для "горячих", так и для любых неизотермических трубопроводов, должны рассчитываться:

- 1) время безопасной остановки $t_{бо}$ и пусковые параметры центробежных насосов (подача Q и давление P) на момент возобновления перекачки;
- 2) время прогрева трубопровода $t_{пр}$ при пуске его из холодного состояния;
- 3) время безопасной работы $t_{бр}$ трубопровода на пониженных режимах (при временном уменьшении подачи насосов, снижении температуры нагрева перекачиваемой нефти и т.д.).

При расчетах эксплуатационных режимов неизотермических трубопроводов необходимо считаться с тем, что подобные системы практически не работают в проектных режимах по ряду причин, таких, как климатические изменения окружающей среды (температуры, свойств грунта и т.п.), сезонность загрузки системы, поэтапный ввод мощностей, старение и износ оборудования, падение производительности вследствие истощения месторождений, изменение грузопотоков и т.д. Поэтому, как для "горячих", так и просто неизотермических трубопроводов, характеризующихся менее интенсивной теплоотдачей, реальна опасность "замораживания" трубопровода или "сбрасывания" подачи вследствие чрезмерного роста гидравлического сопротивления. Поэтому к теплогидравлическим расчетам таких трубопроводов предъявляются повышенные требования. Кроме обычного проектировочного теплогидравлического расчета необходимо выполнять расчеты нестационарных режимов, таких, как пуск, остановка и возобновление перекачки.

Применение на магистральном действующем нефтепроводе технологии «горячей» перекачки требует строительства энергоемких пунктов подогрева нефти. Для перекачки с попутным пароподогревом необходимо строительство котельных установок, прямого паропровода и обратного конденсатопровода. Использование систем электроподогрева требует монтажа на трубопроводе систем попутного электроподогрева и их контроля, тепловой изоляции. Использование каждой технологии приводит к значительным капитальным и эксплуатационным затратам.

Одним из устройств, способных внести существенный вклад в экономию энергии, является тепловой насос. Вопросу использования тепловых насосов посвящены работы отечественных и зарубежных исследователей Абузовой Ф. Ф., Бартош Е. Т., Бутузова В. А., Васильева Г. П., Везершвили О. Ш., Гаррис Н. А., Гранрида Е., Калнинь И. М., Макмайла Д., Меладзе Н. В., Мартынова А. В., Мартыновского В. С., Рея Д., Саннера Б., Хайнриха Г., Янтовского Е. И.

В работах Абузовой Ф. Ф., Репина В. В., Савичева Е. В. рассмотрена комплексная система подогрева нефтепродуктов в резервуарах с использованием теплового насоса, испаритель которого представляет бак-аккумулятор гелиоустановки.

Несмотря на высокую стоимость тепловых насосов, использование природных источников низкотемпературного тепла для снижения гидравлического сопротивления

и увеличения пропускной способности магистрального нефтепровода может быть эффективным и представляет собой задачу исследования.

По прогнозам Мирового энергетического комитета (МИРЭК), к 2020г. 75% теплоснабжения (коммунального и производственного) в развитых странах будет осуществляться с помощью тепловых насосов. По данным на 2016 г., тепловые насосы выпускаются тепловой мощностью от 2 кВт до 200 МВт.

Патентная проработка и обзор литературы позволяют заключить, что случаи применения тепловых насосов в практике эксплуатации магистральных нефтепроводов не приведены. Поэтому здесь впервые рассмотрено:

а) возможность применения тепловых насосов в процессах подогрева нефти на магистральных нефтепроводах (в частности, для условий нефтепровода Атырау-Самара);

б) способ низкотемпературной перекачки с «распределенным» подогревом тепловыми насосами.

По трассе нефтепровода расположены пункты подогрева небольшой мощности, преимущественно на лимитирующих участках. На пунктах подогрева нефть нагревается на 1 – 7 градусов. Имеет место "пилообразное" распределение температуры по длине нефтепровода, близкое к изотермическому. При перекачке вязкопластичных нефтей, нагрев на пунктах подогрева ведется до температуры, превышающей температуру появления предельного напряжения сдвига.

В качестве пунктов подогрева нефти используются комбинированные установки, в состав которых входят когенерационная установка (мини – теплоэлектростанция) и тепловой насос.

Электроэнергия, вырабатываемая при работе когенерационной установки, идет на привод теплового насоса, циркуляционных насосов гидравлической обвязки и вентиляторного теплообменника. В качестве первой ступени нагрева нефти используется низкотемпературное тепло природного источника, которое затем трансформируют в тепловых насосах в источник подогрева нефти более высокого потенциала, а в качестве второй ступени нагрева нефти используют тепловую энергию, утилизируемую от когенерационной установки.

Тепловые насосы имеют существенные для практической реализации требования к источникам низкопотенциального тепла. Капитальные затраты на сооружение специального внешнего контура теплового съема с грунта выше, чем при использовании водных источников тепла, поэтому целесообразно пункты подогрева привязывать к месту нахождения последних. Если, используя только водные источники низкотемпературного тепла, невозможно добиться распределения температуры по длине нефтепровода, близкое к изотермическому, то принимают решение об установке дополнительных ТНПП, оборудованных грунтовыми теплообменниками.

В результате изучения транспортировки нефти Западного Казахстана установлено следующее:

большинство транспортируемых нефтей обладают уникальными свойствами (содержание меркаптановой серы во фракциях тенгизской нефти составляет до 0,25 %, вязкость Каражанбаской нефти при 50 °С равна 150 мм²/с, т. е. в 10 раз больше таковой при этой температуре Мангышлакской нефти, температура застывания парафинистой нефти месторождений Узень, Жетыбай + 28-34 °С);

40,8 % общей протяженности нефтепроводов приходится на долю транспортировки высоkozастывающих и высоковязких нефтей и установлена закономерность увеличения доли низkozастывающего компонента (нефти месторождений Каламкас, Прорва, Тенгиз) в потоке высоkozастывающей.

Анализом технологий, применяемых в Западном Казахстане в трубопроводном транспорте высоковязких и высокозастывающих нефтей выявлено, что нашли применение такие способы перекачки, как «горячая», «условно холодная», с присадками, и в смеси с маловязкими разбавителями.

На рассматриваемой территории РК эксплуатируются три нефтеперекачивающие станции, совмещенные с пунктами подогрева (НПС «Атырау», НПС «Индер», НПС «Большой Чаган») и четыре отдельно стоящих пункта подогрева нефти (ППН «Карманово», ППН «Антоново», СПН «Сахарный», СПН «Барановка»). На территории Российской Федерации расположены НПС «Большая Черниговка» и один пункт подогрева (ППН «Маштаково»).

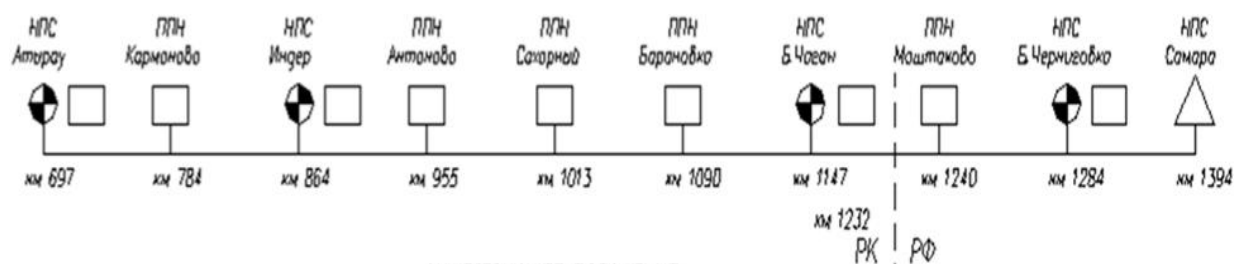


Рисунок 1. Схема размещения печей подогрева нефти на нефтепроводе Атырау-Самара

Основным достоинством теплового насоса является его высокая эффективность по сравнению со всеми видами котельных. Учитывая КПД выработки электроэнергии на ТЭЦ, очевидно, что применение теплового насоса в 1,2 - 2,5 раза выгоднее самых эффективных (газовых) котельных. Тепловой насос является исключительно энергоэффективной установкой: внедрение тепловых насосов позволит экономить до 268 кг угля, 84 кг мазута, 58 м³ газа на каждую произведенную Гкал тепла.

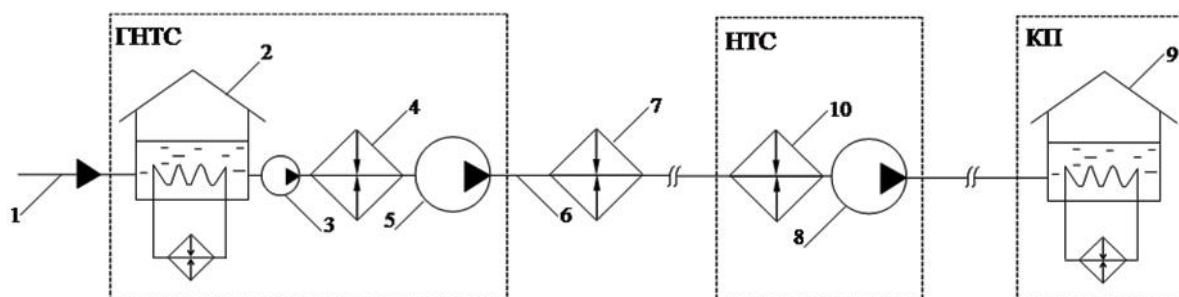


Рисунок 2. Принципиальная схема транспортировки высоковязкой нефти с «распределенным» подогревом

(1-нефть с промысла, 2-резервуарный парк ГНПС с подогревом от теплонасосной установки, 3-подпорный насос, 4-теплообменник-конденсатор теплового насоса, 5-магистральный насос на ГНПС, 6-магистральный нефтепровод, 7-теплообменник-конденсатор теплового насоса на промежуточном тепловом пункте, 8-магистральный насос промежуточной насосной станции, 9-резервуарный парк конечного пункта с подогревом нефти, 10- теплообменник-конденсатор теплового насоса на промежуточной насосной станции)

Преимущества использования отопительных систем на базе тепловых насосов:

- высокая эффективность преобразования электроэнергии по сравнению с электронагревательными приборами;
- экологически чистая технология;

- отсутствие выбросов в атмосферу вредных веществ и углекислоты;
- используется озонобезопасный вид фреона;
- надежная автоматическая работа установки, не требующая постоянного присутствия человека;
- минимальные эксплуатационные расходы по сравнению с другими отопительными системами;
- длительный срок службы без капитального ремонта;
- малые габариты и вес;
- в качестве источника низкопотенциальной теплоты могут использоваться грунт, вода, окружающий воздух.

Для использования тепла грунтовых вод используют вертикальные коллекторы – это система длинных труб, опускаемых в глубокие скважины (50-150 метров). Нужен всего пятак земли, зато требуются дорогостоящие буровые работы. На глубине всегда одинаковая температура – около 10°C, поэтому данный вид коллектора более эффективен.

Грунт имеет свойство сохранять солнечное тепло в течение длительного времени, что ведёт к относительно равномерному уровню температуры источника на протяжении всего года. Это обеспечивает эксплуатацию теплового насоса с высоким коэффициентом мощности. Тепло окружающей среды передаётся со смесью из воды и антифриза (спирта). Забор тепла из грунта осуществляется с помощью проложенной в грунте системы пластиковых труб на глубине 1-1,2 м. Минимальное расстояние между соседними трубопроводами около 1 метра.

Тепловые насосы имеют существенные для практической реализации требования к источникам низкопотенциального тепла. Капитальные затраты на сооружение специального внешнего контура теплового съёма с грунта выше чем при использовании водных источников тепла, поэтому целесообразно пункты подогрева привязывать к месту нахождения последних. Если используя только водные источники низкотемпературного тепла невозможно добиться распределения температуры по длине нефтепровода, близкое к изотермическому, то принимают решение об установке дополнительных ТНПП, оборудованными грунтовыми теплообменниками. Месторасположение данных ТНПП и соотношение мощностей пунктов подогрева в пределах j -ого участка можно определить по нижеприведенной методике.

На пунктах подогрева нефти, где решено использовать в качестве первичного источника тепла грунт, дополнительно установлен вентиляторный теплообменник. Данное решение позволит сократить время выхода системы грунт-теплообменник на устойчивый режим за счёт аккумулирования энергии в объёме грунта в тёплый период. При положительных температурах атмосферного воздуха, в качестве первичного источника тепла, вместо грунта используется воздух. При более высоких температурах атмосферного воздуха (15-20 градусов и выше) может быть использовано только тепло атмосферного воздуха.

В предлагаемом способе обеспечивается энергосберегающая и экологически чистая технология транспортировки высоковязкой нефти. При этом на поверхности Земли поддерживается близкий к нулевому баланс тепла, обеспечивается минимальное тепловое воздействие на грунты.

Применение предлагаемой технологии подогрева нефти требует тщательного обследования трассы нефтепровода на наличие приоритетных источников низкотемпературного тепла. При наличии по трассе нефтепровода водных источников тепла, ТНПП привязываются к месту их нахождения из-за более низкой стоимости внешнего теплообменника. Если частота расположения водных источников

недостаточна для обеспечения требуемого распределения температуры, то можно использовать как низкотемпературный источник доступный повсеместно грунт.

При выборе грунтового теплообменника предпочтение отдается вертикальным грунтовым теплообменникам с глубиной монтажа 50 – 200 м. При глубине меньше 50 м увеличивается площадь поверхности Земли, используемой для установки грунтового теплообменника, а бурение на глубину более 200 м повлечет за собой дополнительные эксплуатационные затраты связанные с преодолением гидравлического сопротивления трубок теплообменника.

При расчете грунтовых теплообменников рекомендуется пользоваться таблицей 1.

Таблица 1 - Возможные значения удельной мощности, отбираемой подземными тепловыми зондами (двойными U-образными теплообменниками)

Грунт	Удельная отбираемая мощность для 1800 ч	для 2400 ч
Общие ориентировочные значения: Плохой грунт (сухие осадочные породы) ($\lambda < 1,5$ Вт/(м·К))		
Нормальный каменистый грунт и насыщенные водой осадочные породы ($\lambda = 1,5 - 3,0$ Вт/(м·К))	25 Вт/м	20 Вт/м
Каменистый грунт ($\lambda > 3,0$ Вт/(м·К))	60 Вт/м	50 Вт/м
	84 Вт/м	70 Вт/м
Отдельные породы:		
Гравий, песок, сухой	< 25 Вт/м	< 20 Вт/м
Гравий, песок, водоносный	65 – 80 Вт/м	5Вт/м
При сильных потоках грунтовых вод	80-100 Вт/м	80-100 Вт/м
Глина, суглинок, влажный	35 – 50 Вт/м	3Вт/м
Известняк (сплошной)	55 – 70 Вт/м	4Вт/м
Песчаник	65 – 80 Вт/м	5Вт/м
Кислые магматические породы (например, гранит)	65 – 85 Вт/м	5Вт/м
магматические породы (например, базальт)	40 – 65 Вт/м	3Вт/м
Гнейс	70 – 85 Вт/м	6Вт/м

При прочих равных условиях стоимость тепловой мощности производимой автономными ТНПП ниже, чем стоимости тепловой мощности ТНПП при подключении к электросети, что связано с существующих высокими тарифах на электроэнергию (стоимость услуг по диспетчеризации, передаче и сбыту электроэнергии составляет более 70% тарифа). Поэтому когенерационная установка является неотъемлемой частью технологической цепочки.

В диапазоне изменения температуры грунта более 7-13 градусов рекомендуется использовать на ТНПП дополнительный нагреватель номинальной мощностью от 10% до 40% в зависимости от технических параметров ТНПП. При изменения температуры грунта в более низком диапазоне, установки пиковых нагревателей нецелесообразна.

Выводы

В данной статье рассматривалась возможность использования нетрадиционных источников энергии, а именно теплонасосная установка, работающая от низкопотенциального источника энергии подземных грунтовых вод.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Карымсакова Э.С., Коршак А.А., Мовсумзаде Э.М. Развитие трубопроводного транспорта нефти в республике Казахстан.— М.: Химия, 2003. 192 с.

2. Глушков, А.А. Определение оптимальных параметров перекачки при движении вязкости нефти с использованием теплового насоса / А.А. Глушков, А.А. Гаррис // Трубопроводный транспорт - 2005: материалы Международной научно-технической конференции. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. - С. 64-66.

3. Боровков В.М., Аль Алафин А.А. Тепловой насос с двухступенчатым конденсатором // Промышленная энергетика. – 2007. - №8. – С. 40-43.

ТҮЙІН

Магистралды құбыроткізгіш арқылы жоғарықататын жоғарытұтқұрлы мұнайды тасымалдауға арналған әдістерін игеріп жергілікті және трассажағалау қыздыруші жабдықтардың артықшылық қасиеттерін қалыптастыру.

RESUME

The different methods describing processes of heating up of pipeline with solidified oil product are considered. The accordance of math model with real processed and experimental data is investigated.

УДК 556.3

М.Қ. Онаев, техника ғылымдарының кандидаты

А. Наурызбекова, магистрант

Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университеті, Орал қ.

ҚАРАШЫҒАНАҚ КЕН ОРНЫНДАҒЫ ЖЕР АСТЫ СУЛАРЫНАН ЙОДТЫ АЖЫРАТУ МҮМКІНДІГІ

Аннотация

Мақалада Батыс Қазақстан мұнайгаз кен орындарының қабат суларындағы йод туралы мәліметтер келтірілген. Қарашағанақ мұнайгазконденсат кен орнының жер асты суларының гидрохимиялық қарамына талдау жүргізілген.

Түйінді сөздер: Каспий маңы ойпаты, мұнайгаз кен орындары, жер асты сулары, йод, гидрохимиялық құрамы.

Йод - жануарлар мен адамдар үшін қажетті микроэлемент. Йод топырақта және өсімдіктерде, орман, құрғақ дала, шөлейт және тау-кен биогеохимиялық аймақтарда жеткіліксіз мөлшерде немесе кейбір басқа да микроэлементтермен (Co, Mn, Cu) теңгерімді емес мөлшерде кездеседі. Осы аймақтарда эндемиялық зобтың таралуы осы жетіспеушілігіне байланысты. Йод шамамен орта есеппен топырақта $3 \cdot 10^{-4}\%$, ал өсімдіктерде $2 \cdot 10^{-5}\%$ мөлшерде кездеседі. Жер үсті ауыз суларында йод (10^{-7} - $10^{-9}\%$)