

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

**С.Ж. Жалгасов**, магистрант

**А. Айгали**, студент

**Б. Жалелов**, студент

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

## **ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ ТЕПЛОВЫМИ МЕТОДАМИ**

### **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:** добыча, высокопарафинистые нефти, тепловые методы, низкопотенциальные источники тепла, тепловые насосы.

Теория и практика разработки высоковязких нефтяных пластов и опыт Казахстана показывает, что наиболее перспективным направлением разработки этих пластов являются тепловые методы. Улучшение существующих и изобретение более эффективных способов воздействия на эти пласты, с применением тепловых способов с меньшими материальными затратами, для нефтяной промышленности Казахстана является актуальным научно-техническим направлением для исследования.

На месторождении Каратурун поддержание пластового давления осуществляется путем закачки воды в пласт. Для увеличения нефтеизвлечения был осуществлен переход в 2015 году на закачку горячей воды. На 01.07.2017 г. в нагнетательном фонде числится 8 скважин, в т.ч. действующих 5. С начала разработки в продуктивные пласты месторождения Каратурун закачано в общей сложности 6100 м<sup>3</sup> воды, в том числе за первое полугодие 2016 г. 1219 тыс.м<sup>3</sup>. При этом компенсация отбора закачкой составила 56.2%.

Основным источником воды для закачки в пласт в настоящее время является попутная пластовая вода, отделяемая в системе подготовки продукции (сточная, подтоварная). Для обеспечения дополнительно растущих объемов подготовленной попутнодобываемой воды в связи с ростом общей добычи жидкости применяются установки предварительного сброса воды (УПС) с использованием технологии совмещенной подготовки нефти и воды (СПОН и В), что позволяет без перегрузок и перебоев качественно готовить воду.

Разработка месторождения Каратурун Восточный осуществляется с применением системы поддержания пластового давления (ППД) путём закачки в пласт холодной и частично подогретой воды. Согласно Технологической схеме 2014 г. температура рабочего агента для поддержания давления должна быть 90°С. До 2014 г. велась закачка холодной воды, начиная с 2014 г. и по состоянию на 01.07.2015 г. подогретой с фактическими значениями температуры, замеренными на устьях нагнетательных скважин, в пределах от 29.4 до 54.4 градусов.

Предлагается внедрение нового способа теплового воздействия на призабойную зону нагнетательных скважин и разработать технологическую схему оборудования для

получения тепла используя возобновляемые источники энергии совершенствованием системы поддержания пластового давления при добыче высокопарафинистых нефтей тепловыми методами за счет применения эффективных источников тепла.

Опыт применения заводнения позволил не только вполне определенно выявить его технологические возможности, но и определиться с проблемами, связанными с этим методом воздействия на пласты. Первая проблема заводнения возникла при анализе результатов разработки месторождений с различной вязкостью пластовой нефти. Вторая проблема заводнения связана с принципиальной невозможностью достижения полного вытеснения нефти водой даже при наиболее благоприятных условиях проницаемости коллекторов. Главная причина невозможности полного вытеснения нефти водой из заводненных областей пластов заключается в несмешиваемости нефти и воды. Решить проблему обеспечения полного вытеснения нефти из пластов можно, либо обеспечив смешиваемость нефти с вытесняющим ее веществом, либо применив высокотемпературное воздействие на пласт, при котором происходило бы выпаривание нефти.

На месторождении Каратурун поддержание пластового давления осуществляется путем закачки воды в пласт. Для увеличения нефтеизвлечения был осуществлен переход в 2015 году на закачку горячей воды. Объемы добычи и закачки месторождения Каратурун показаны в таблице 1.

Таблица 1 - Объемы добычи и закачки месторождения Каратурун

| Показатели                   | 2011 г. | 2012 г. | 2013 г. | 2014 г. | 2015 г. |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Добыча жидкости, т           | 2653    | 4441    | 6755    | 8355    | 9093    |
| Закачка воды, м <sup>3</sup> | 2490    | 4545    | 6886    | 8471    | 9207    |

На 01.07.2015 г. в нагнетательном фонде числится 8 скважин, в т.ч. действующих 5. С начала разработки в продуктивные пласты месторождения Каратурун закачано в общей сложности 6100 м<sup>3</sup> воды, в том числе за первое полугодие 2015 г. 1219 тыс.м<sup>3</sup>. При этом компенсация отбора закачкой составила 56.2%. Показатели системы ППД приведены в таблице 2 для сравнения проектных и фактических показателей разработки по состоянию на 01.07.2015 г.

Таблица 2 - Показатели системы ППД месторождения Каратурун Восточный

| Показатели разработки на 01.07.2015 года         | I объект |      | II объект |      | Всего  |       |
|--------------------------------------------------|----------|------|-----------|------|--------|-------|
|                                                  | проект   | факт | проект    | факт | проект | Факт  |
| Закачка воды, м <sup>3</sup>                     | 3995     | 1130 | 1527      | 116  | 5523   | 1219  |
| Накопленная закачка воды, м <sup>3</sup>         | 10462    | 7965 | 2074      | 159  | 12536  | 6244  |
| Компенсация отбора жидк. текущ., %               | 104      | 67.1 | 104       | 34.8 | 104    | 56.2  |
| Фонд нагн. СКВ.                                  | 7        | 4    | 1         | 1    | 8      | 5     |
| Ср. приемистость нагн. СКВ., м <sup>3</sup> /сут | 130.8    | 156  | 129.3     | 65   | 151.1  | 121.4 |

Основным источником воды для закачки в пласт в настоящее время является попутная пластовая вода, отделяемая в системе подготовки продукции (сточная, подтоварная). Для обеспечения дополнительно растущих объемов подготовленной попутнодобываемой воды в связи с ростом общей добычи жидкости применяются установки предварительного сброса воды (УПС) с использованием технологии

совмещенной подготовки нефти и воды (СПОН и В), что позволяет без перегрузок и перебоев качественно готовить воду.

При проектировании системы горячего водоснабжения для закачки в пласт с использованием теплоты скважинной продукции в тепловых насосах взяты следующие исходные данные и параметры:

1. Температура воды для закачки  $t_o = 95\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
2. Охлаждение воды в отопительных приборах  $\Delta t_{np} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
3. Температура воды на горячее водоснабжение  $t_{гв} = 55\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
4. Температура пластовой воды после сепаратора  $t_{хв} = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
5. Температура охлажденной оборотной воды  $t_{ох} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
6. Температура теплой оборотной воды  $t_{ни} = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
7. Тепловые нагрузки:
  - горячего водоснабжения  $Q_{гв} = 1400\text{ кВт}$ ;
  - отопления  $Q_o = 800\text{ кВт}$ ;
  - вентиляции  $Q_v = 600\text{ кВт}$ .
8. Расход горячей воды для закачки  $V_{ов} = 260\text{ м}^3/\text{ч}$  ( $V_{ов} = 0,072\text{ м}^3/\text{с}$ ).

Функциональная схема определяет общую структуру системы водоснабжения и способ соединения основного и вспомогательного оборудования.

При составлении функциональной схемы решаются следующие вопросы: сбор и хранение теплой пластовой воды, ее очистка, подача нагретой воды в скважину, наиболее полная утилизация теплоты скважинной продукции, назначение и тип основного оборудования.

Рассмотрим функциональную схему энергосберегающей системы поддержания пластового давления с наиболее полным использованием теплоты скважинной продукции (Рисунок 1).

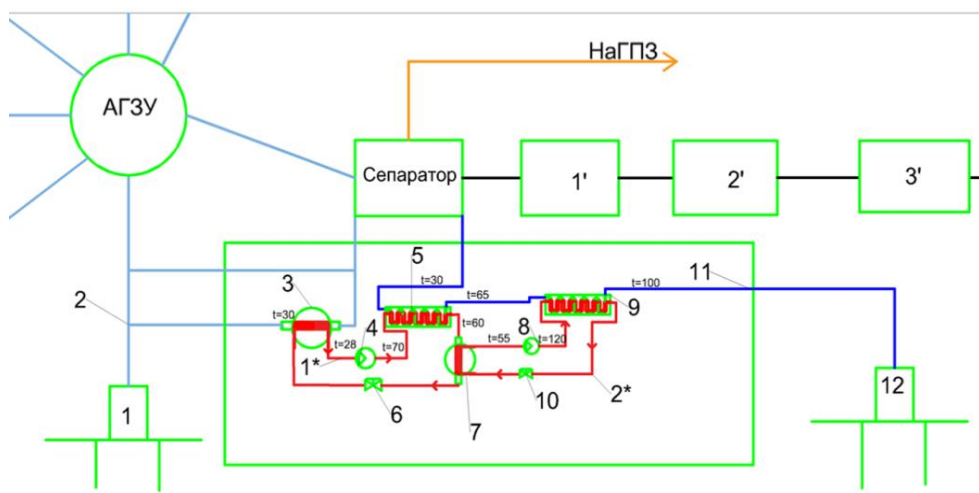


Рисунок 1. Схема двухкаскадной теплонасосной установки для подготовки и закачки горячей воды в пласт

- (1-эксплуатационная скважина №12, 2-выкидная линия скважины, 3-испаритель №1 теплового насоса, 4- компрессор 1-го каскада ТН, 5-конденсатор №1 ТН, 6-терморегулирующий вентиль ТРВ-1 первого каскада ТН, 7-испаритель №2 2-го каскада ТН, 8- компрессор 2-го каскада ТН, 9-конденсатор №2 ТН, 10-терморегулирующий вентиль ТРВ-2 второго каскада ТН, 11-труба горячей воды для закачки в скважину, 12-нагнетательная скважина;  
 1\*-Хладагент №1; 2\*-Хладагент №2; 1', 2', 3'-Блоки подготовки нефти;  
 АГЗУ-Автоматическая групповая замерная установка)

Система подогрева состоит из 2-х каскадов и работает следующим образом. Скважинная продукция движется к испарителю 3 с температурой 30°C, затем хладагент взяв тепло скважинной продукции испаряется и с температурой 28°C всасывается компрессором 4, где происходит процесс его сжатия и его температура повышается до 70°C, после чего он направляется в конденсатор, в это время скважинная продукция попадает в трёхфазный сепаратор, где происходит разделение нефти, газа, и пластовой воды (в дальнейшем проследим только путь пластовой воды), затем пластовая вода с температурой 30°C движется в конденсатор, в конденсаторе происходит нагревание воды, и уже с конденсатора вода выходит с температурой 65°C (к сожалению для закачки в пласт, нам вода с такой температурой не подходит), Нагретая вода из первой ступени поступает к конденсатору второй ступени, Хладагент первой ступени с температурой 60°C служит хладоносителем источником тепла для второй ступени поступая в испаритель 7 второй ступени, выходит с испарителя с температурой 55°C, затем движется к Компрессору 2 ступени, Хладагент 2 поступает в Компрессор 2 ступени, где происходит процесс его сжатия, Хладагент 2 в процессе сжатия повышает свою температуру до 120°C, после чего он направляется в Конденсатор 2 ступени, в Конденсаторе 2 ступени он нагревает воду, после чего вода выходит с температурой 100°C и затем нагретая вода 2 ступени направляется в пласт.

Каждый тепловой насос ТН снабжен регенеративным теплообменником РТО, что снижает потери энергии в терморегулирующем вентиле ТРВ. Нагреваемая вода промежуточного контура подается в конденсатор, где при конденсации пара фреона происходит ее нагрев. В компрессоре осуществляется сжатие пара фреона, что приводит к повышению его давления и температуры.

Терморегулирующий вентиль при дросселировании жидкого фреона снижает его давление и температуру. В регенеративном теплообменнике теплота жидкого фреона, выходящего из конденсатора, используется для перегрева пара фреона при входе в компрессор.

Поскольку в тепловом насосе применяется винтовой маслозаполненный компрессор, охлаждение масла производится в маслоохладителе МО водой промежуточного контура.

Выполнен расчет режима работы теплонасосной установки и выбор тепловых насосов. Задачей расчета является определение расходов всех потоков воды, ее температуры, тепловых нагрузок теплообменников, теплопроизводительности теплонасосной установки, типоразмера и количества тепловых насосов.

Объемный расход воды на горячее водоснабжение, м<sup>3</sup>/с:

$$V_{z6} = \frac{Q_{z6}}{c\rho(t_{z6} - t_{x6})}, \quad (1)$$

где  $c$  – удельная теплоемкость воды, кДж/(кг\*К);

$\rho$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>.

Температура подпиточной воды системы горячего водоснабжения на выходе из предварительного теплообменника:

$$t_{гг} = t_{гн} - \Delta t_{гн}, \quad (2)$$

где  $\Delta t_{гн}$  – недогрев подпиточной воды в предварительном теплообменнике до температуры оборотной воды, принимается  $\Delta t_{гн} = 2 \dots 5$  °C.

$$t_{гг} = 40 - 2 = 38 \text{ °C.}$$

Тепловая нагрузка предварительного теплообменника, кВт:

$$Q_{\text{ПТ}} = V_{\text{ГВ}} c_p (t_{\text{ПТ}} - t_{\text{ХВ}}); \quad (3)$$

Теплопроизводительность теплонасосной установки, кВт:

$$Q = Q_{\text{О}} + Q_{\text{В}} + Q_{\text{ГВ}}; \quad (4)$$

Количество рабочих тепловых насосов, шт:

$$Q_{\text{ПТ}} = V_{\text{ГВ}} c_p (t_{\text{ПТ}} - t_{\text{ХВ}}), \quad (5)$$

где  $Q_{\text{кн}}$ ,  $Q_{\text{мн}}$  – номинальная теплопроизводительность конденсатора и маслоохладителя выбранного теплового насоса.

В результате расчетов определилось потребное количество тепловых насосов.

Количество рабочих насосов - 3 шт., типоразмер - НТ-500.

Таблица 3 - Характеристика теплового насоса НТ-500

|                                                                 |        |
|-----------------------------------------------------------------|--------|
| Параметры                                                       | НТ-500 |
| Теплопроизводительность, кВт: конденсатора                      | 500    |
| маслоохладителя                                                 | 47     |
| Расход воды, м <sup>3</sup> /ч:                                 |        |
| через конденсатор                                               | 130    |
| через маслоохладитель                                           | 130    |
| через испаритель                                                | 150    |
| Температура воды, °С:                                           |        |
| на выходе из конденсатора                                       | 60     |
| на выходе в испаритель                                          | 22     |
| Перепад давления по воде, кПа:                                  |        |
| в конденсаторе                                                  | 26     |
| в маслоохладителе                                               | 5      |
| в испарителе                                                    | 9      |
| Теоретическая производительность компрессора, м <sup>3</sup> /ч | 850    |
| Потребляемая мощность, кВт                                      | 200    |

Предлагается использовать однотипные и наиболее мощные тепловые насосы НТ-500, стремясь к максимальному использованию их мощности.

Количество устанавливаемых тепловых насосов с учетом резерва, шт.:

$$N_{\text{уст}} = N + 1; \quad (6)$$

$$N_{\text{уст}} = 3 + 1 = 4 \text{ шт.}$$

Тепловые нагрузки конденсатора и маслоохладителя каждого теплового насоса в расчетном режиме, кВт:

$$Q_{\text{км}} = \frac{Q - Q_{\text{мн}}}{N}; \quad (7)$$

Тепловая нагрузка конденсатора в расчетном режиме, кВт:

$$Q_{\text{к}} = Q_{\text{км}} - Q_{\text{мн}}; \quad (8)$$

Тепловая нагрузка испарителя в расчетном режиме, кВт:

$$Q_{\text{и}} = \frac{\varphi - 1}{\varphi} Q_{\text{км}} \quad (9)$$

где  $\varphi$  – коэффициент трансформации теплового насоса, принимается  $\varphi = 4 \dots 5$ .

Расход обратной воды через предварительный теплообменник и испарители тепловых насосов, м<sup>3</sup>/с:

$$V_{nn} = \frac{NQ_u + Q_{nm}}{c\rho(t_{nn} + t_{ox})}; \quad (10)$$

Тепловая нагрузка разделительного теплообменника, кВт:

$$Q_{PT} = V_{TB} \cdot c \cdot \rho \cdot (t_{TB} - t_{TT}); \quad (11)$$

Температура горячей воды в промежуточном контуре конденсаторов и маслоохладителей тепловых насосов на выходе из разделительного теплообменника, °С:

$$t_{PT} = t_{TT} + \Delta t_{HO}, \quad (12)$$

где  $\Delta t_{HO}$  – недоохлаждение воды промежуточного контура в разделительном теплообменнике, принимается  $\Delta t_{HO} = 5 \dots 10$  °С.

$$t_{PT} = 38 + 5 = 43 \text{ °С.}$$

Наилучшие энергетические показатели теплонасосной установки достигаются при последовательной схеме включения конденсаторов тепловых насосов по нагреваемой воде. В этом случае во всех конденсаторах, кроме последнего, температура и давление рабочего агента ниже расчетных.

При соединении испарителей и конденсаторов тепловых насосов необходимо выполнение условий:

$$V_{HP} < 0,7V_{IH},$$

$$V_{BH} = V_{IH} - V_{HP}, \quad (13)$$

где  $V_{IH}$  – номинальный расход воды через испаритель, м<sup>3</sup>/с.

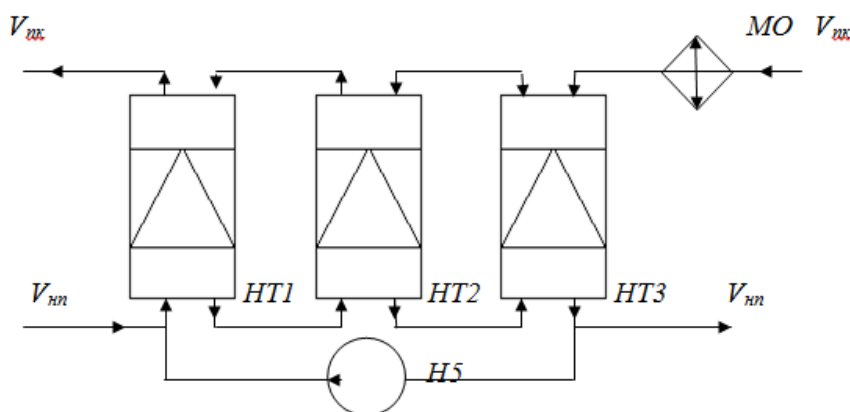


Рисунок 4. Последовательная схема включения конденсаторов тепловых насосов по нагреваемой воде

Для последовательно соединенных испарителей  $N$  тепловых насосов температура воды на входе в  $(i+1)$ -й испаритель равна температуре воды на выходе из  $i$ -го испарителя, °С:

$$t'_{u,i+1} = t''_{u,i}, \quad i = 1, \dots, N-1; \quad (14)$$

$$\begin{aligned} t'_{u,2} &= t''_{u,1} = 28,24 \text{ °С}; \\ t'_{u,3} &= t''_{u,2} = 24,11 \text{ °С}; \end{aligned}$$

Для последовательно соединенных конденсаторов тепловых насосов,

противоточной схемы движения воды через конденсаторы и испарители, а также ранее принятой нумерации тепловых насосов в направлении движения охлажденной воды через испарители можно записать:

$$\begin{aligned} t_{\kappa,1}'' &= t_o, \quad t_{\kappa,i}' = t_{\kappa,i+1}'' \\ t_{\kappa,i}'' &= t_{\kappa,i}' - \\ t_{\kappa,1}'' &= 60 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\ t_{\kappa,2}'' &= 55,22 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\ t_{\kappa,3}'' &= 50,44 \text{ }^{\circ}\text{C}; \end{aligned}$$

Для каждого теплового насоса рассчитывается разность средних температур воды в конденсаторе и испарителе:

$$\Delta t_i = \overline{t_{\kappa,i}} - \overline{t_{и,i}} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} \Delta t_1 &= 57,61 - 30,305 = 27,305 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\ \Delta t_2 &= 52,83 - 26,175 = 26,655 \text{ }^{\circ}\text{C}; \\ \Delta t_3 &= 48,05 - 22,055 = 25,995 \text{ }^{\circ}\text{C}. \end{aligned}$$

Максимальное значение этой разности температур  $\Delta t_1 = 27,305 \text{ }^{\circ}\text{C}$  соответствует тепловому насосу №1, который работает в наиболее тяжелых условиях.

#### Закключение

Разработана принципиальная схема системы технического горячего водоснабжения и сделана компоновка оборудования теплонасосной установки. Оборудование размещено компактно по ходу движения пластовой и горячей воды, в соответствии с принципиальной схемой, группируя машины и аппараты по их функциональному назначению. При этом соблюдены правила техники безопасности и обеспечения удобства обслуживания.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лысенко В.Д., Разработка нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко. - М., Недра, 2007.-408с..
2. Боровков В.М., Аль Алавин А.А. Тепловой насос с двухступенчатым конденсатором // Промышленная энергетика. – 2007. - №8. – С. 40-43.
3. Накоряков В.Е., Елистратов С.Л. Энергетическая эффективность комбинированных отопительных установок на базе тепловых насосов с электроприводом // Промышленная энергетика. – 2008. - №3. – С.28-33.
4. Николаев Ю.Е., Бакшеев А.Ю. Определение эффективности тепловых насосов, использующих теплоту обратной сетевой воды ТЭЦ // Промышленная энергетика. – 2007. - №9. – С. 14-17.

### ТҮЙІН

Мақалада әдебиеттер көздеріне шолу негізінде қабаттың мұнай бергіштігін арттыру мақсатында парафин шөгінділерімен күресу тәсілінің тиімді әдісін тандау 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.