



УДК 622.276

## ТЕХНОЛОГИЯ ИМПУЛЬСНО-ДОЗИРОВАННОГО ТЕПЛОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ



## TECHNOLOGY OF IMPULSE-DOSED THERMAL IMPACT

**Лушпеев В.А.**

кандидат технических наук, доцент,  
Санкт-Петербургский филиал ФБУ «ГКЗ»,  
главный специалист,  
Северо-Западная нефтегазовая  
секция ЦКР Роснедр по УВС,  
секретарь,  
Санкт-Петербургский государственный университет  
spb@gkz-rf.ru

**Зуев А.П.**

магистрант,  
Санкт-Петербургский государственный университет

**Аннотация.** Авторы описывают историю возникновения, преимущества и недостатки, а также физическую составляющую процесса импульсно-дозированного теплового воздействия. Также представлены расчеты технологических параметров процесса на примере месторождения Катангли, отличительной особенностью которого является высоковязкая и тяжелая нефть.

**Ключевые слова:** месторождения углеводородов; добыча нефти; методы увеличения нефтеотдачи; трудноизвлекаемые запасы; тепловые методы увеличения нефтеотдачи; высоковязкая нефть; технология ИДТВ.

**Lushpeev V.A.**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
The St. Petersburg branch of the FBU GKZ,  
Chief Specialist,  
The North-Western Oil and Gas Section  
of the Central Committee  
of the Russian Federation for Internal Affairs,  
Secretary,  
Saint Petersburg State University  
spb@gkz-rf.ru

**Zuev A.P.**

Graduate Student,  
Saint Petersburg State University

**Annotation.** The authors describe the history of occurrence, advantages and disadvantages, as well as the physical component of the process of pulse-dosed heat exposure. Also presented are the calculations of the process parameters using the example of the Katangli field, the distinguishing feature of which is high-viscosity and heavy oil.

**Keywords:** hydrocarbon fields; oil production; methods of oil recovery enhancement; hard-to-recover reserves; thermal methods of oil recovery enhancement; high-viscosity oil.

Метод импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ) был предложен Кудиновым В.И. в 1984 году. Данный метод предусматривает закачку импульсами холодной воды и теплоносителя в ранее рассчитанных объемах для поддержания эффективной температуры в пласте. В качестве основного преимущества данной технологии является его возможное применение для глубин залегания до 2500 метров. За счет отсутствия непрерывной закачки происходит снижение энергозатрат за счет уменьшения объемов нагнетаемого теплоносителя. Эффективная температура обеспечивает снижение вязкости пластовой нефти, и, как следствие, рост добычи скважин. Эффективное использование паронагнетательных установок, которые в период нагнетания холодной воды используются на других элементах залежи для теплового воздействия. Тем самым происходит увеличение охвата пласта тепловым воздействием и последующее увеличение нефти.

В порово-трещинных коллекторах, содержащих высоковязкую нефть, проблема увеличения нефтеотдачи связана с извлечением нефти главным образом из низкопроницаемых пористых матриц. Фильтрация, происходящая в подобных пластах, осуществляется по системе трещин, тем самым необходимо при осуществлении технологии создать условия для увеличения массообмена между трещинами и матрицами с низкой проницаемостью и дальнейшим вовлечением их в разработку.

Эффективность процесса вытеснения зависит от соотношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз – данное суждение применимо для систем трещин. В то время как для низкопроницаемых матриц в основе процесса находятся фактор теплового расширения вытесняемой фазы, а также проявление молекулярно-поверхностных сил. Таким образом, для увеличения коэффициента вытеснения и нефтеотдачи для месторождений с высоковязкой нефтью необходимо создать благоприятные условия для усиления проявления представленных факторов. Тем самым произойдет ускорение процесса массообмена трещин и блоков.

При многократном воздействии на матрицу циклами «нагрев – охлаждение» механизм нефтеотдачи сводится к следующему. В период нагрева матрицы эффекты термического расширения жидкостей и породы пласта совместно с капиллярными эффектами способствуют вытеснению нефти и воды из матрицы в систему трещин. В период охлаждения свободный поровый объем матрицы, образующийся вследствие уплотнения жидкостей и увеличения пористости, заполняется водой (в силу ее большей смачиваемости) из



системы трещин. Таким образом, к концу полного цикла «нагрев – охлаждение» устанавливается некоторое новое состояние насыщения матрицы флюидами. В период нагрева матрицы во втором цикле эффекты расширения жидкостей и уменьшения пористости вновь способствуют вытеснению нефти и воды из матрицы в объемах, пропорциональных коэффициентам подвижности флюидов. В период охлаждения вода из трещин впитывается в матрицу. И так от цикла к циклу происходит постепенное нарастание нефтеотдачи матрицы. При десятикратном повторе циклов смены температур величина нефтеотдачи достигает 46 % (в технологиях ВГВ и ПТВ нефтеотдача матрицы 23 %).

Важным преимуществом импульсно-дозированного теплового воздействия является энергосбережение, которое достигается за счет ограничения объема вводимого в пласт теплоносителя уровнем прогрева пласта до так называемой «эффективной» температуры, определяемой по кривой зависимости вязкости нефти от температуры. Понятие «эффективная температура» впервые обосновано для тепловых методов и имеет принципиальное значение. Эффективная температура (Тэф) – это температура, выше которой расход теплоносителя не приводит к существенному снижению вязкости и приросту КИН. Главная особенность метода ИДТВ, которая заключается в цикличности нагнетания теплоносителя и холодной воды, позволила преодолеть барьер предельной глубины для применения ее тепловых методов увеличения нефтеотдачи и увеличила ее до 2500 метров.

Технология импульсно-дозированного теплового воздействия не требует дополнительных конструкций и установок для осуществления процесса, применяются стандартные паронагнетательные скважины с теплоизолированными НКТ, которые уменьшают потери тепла по стволу.

В качестве эффективной температуры выступает температура, выше которой не происходит значительного подвижности нефти. Также происходит увеличение расходов на производство и последующее нагнетание пара для установления в пласте более высокой температуры, однако, расходы, как правило, не компенсируются приростом в дополнительной добыче нефти. Для подбора правильной эффективной температуры необходимо учитывать фактор давления, температуры и вязкости флюида. Расчет технологических параметров и экономической эффективности проведен для условий месторождения Катангли.

Правильный выбор объекта для проведения опытно-промышленных работ является одним из самых важных условий. На предполагаемом участке проведения работ необходимо наличие сформированной системы разработки для получения наиболее высокой экономической эффективности от внедряемой технологии. Так как месторождение находится на IV стадии разработки, то большинство ОПР на месторождении будут направлены на довыработку запасов высоковязкой нефти. Важным условием является техническая исправность нагнетательных скважин на период внедряемой технологии на объекте, а также отсутствие заколонных перетоков, которые могут вызвать незапланированный уход закачиваемого реагента. Для определения пригодности залежи к реализации на ней метода паротепловой обработки необходимо обратить внимание на глубину залегания и фильтрационно – емкостные свойства пласта, плотность и вязкость пластовых флюидов, насыщающих данный пласт, нефтенасыщенную толщину пласта и насыщенность пласта нефтью. В таблице 1 приведены необходимые для реализации паротепловой обработки и фактические условия.

**Таблица 1** – Фактические и необходимые условия для реализации паротеплового воздействия

Параметры	Рекомендуемые	Фактические по месторождению	II пласт
Глубина залегания, м	до 700–1000	50–250	150
Нефтенасыщенная толщина, м	более 6–10	16–25	24,4
Пористость, %	более 18	30–33	31
Проницаемость, мД	более 100	более 950	588
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	более 50	230–635	313
Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>	более 880	936	937
Нефтенасыщенность к началу процесса, %	более 40	54,6–65,7	64

Из таблицы видно, что пласт подходит для проведения паротеплового воздействия. Если рассматривать все три объекта для проведения паротепловой обработки, то исходя из необходимых условий для реализации такой обработки подходят все 3 пласта. Определяющими факторами при выборе пласта – кандидата для обработки стали обводненность, текущий КИН, действующий фонд скважин, средний дебит нефти. На месторождение реализуется семиточечная схема размещения скважин, при этом расстояние между скважинами принято равным 100 метров. В качестве объекта для проведения ОПР выбран пласт II.

Сравнительные данные выработки объектов представлены в таблице 2.



**Таблица 2** – Показатели разработки объектов, на основании которых был сделан выбор объекта – кандидата

Показатель разработки	I	II	III
Фонд действующих скважин	187	51	21
Нагнетательных	22	5	4
Добывающих	165	46	17
Обводненность, %	97	90	96
Текущий КИН, доли ед.	0,416	0,297	0,294
Средний дебит нефти, т/сут	0,7	0,9	0,6
Средний дебит жидкости, т/сут	21,9	9,7	14,5

Сущность технологии ИДТВ заключается в циклическом попеременном вводе в пласт теплоносителя и холодной воды, формированием волнового теплового фронта в строго расчетных пропорциях с созданием в пласте «эффективной температуры» –  $T_{эф}$ . Объемы порций теплоносителя  $Q(T)$  и холодной воды  $Q(X)$  определяются по формуле (1):

$$\frac{Q(T)}{Q(X)} = \frac{[V_{пор}(\frac{\beta M}{m}(T_{эф}-T_0)+\alpha\rho_{ж}i_{ж})+\sqrt{\frac{\lambda_0 c_0}{\pi}} \cdot \frac{2\beta}{mH} \cdot \sqrt{\frac{\alpha V_{пор}}{q}} \cdot (T_{эф}-T_0)]}{\alpha V_{пор}(\rho_T i_T - \rho_X i_X) - V_{пор}(\frac{\beta M}{m}(T_{эф}-T_0))+\alpha\rho_{ж}i_{ж}+\sqrt{\frac{\lambda_0 c_0}{\pi}} \cdot \frac{2\beta}{mH} \cdot \sqrt{\frac{\alpha V_{пор}}{q}} \cdot (T_{эф}-T_0)}, \quad (1)$$

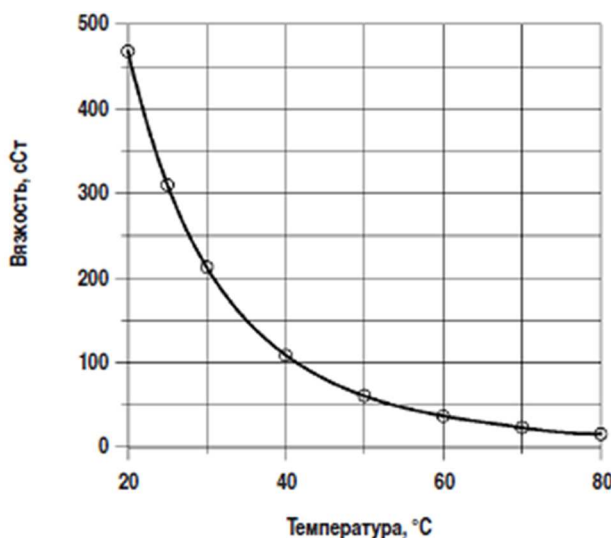
где  $V_{пор}$  – объем порового пространства пласта участка разработки, м<sup>3</sup>;  $m$  – пористость пласта, доли единицы;  $T_{эф}$  – эффективная температура вытеснения нефти, выше которой вязкость нефти изменяется незначительно, °C;  $T_0$  – начальная температура пласта, °C;  $\rho_{ж}$ ,  $\rho_T$ ,  $\rho_X$  – плотность, соответственно, добываемой жидкости, теплоносителя и холодной воды, кг/м<sup>3</sup>;  $i_{ж}$ ,  $i_T$ ,  $i_X$  – теплосодержание, соответственно, добываемой жидкости, теплоносителя и холодной воды, кДж/кг;  $M$  – объемная теплоемкость пласта с насыщающими его жидкостями, кДж/(м<sup>3</sup> · °C);  $\lambda_0$  – коэффициент теплопроводности окружающих пород, кДж/(м · ч · °C);  $c_0$  – объемная теплоемкость окружающих пород, кДж/(м<sup>3</sup> · °C);  $H$  – толщина пласта, м;  $q$  – темп нагнетания агента в пласт, м<sup>3</sup>/ч;  $\alpha$  – коэффициент, характеризующий объем суммарной закачки в пласт вытесняющих агентов;  $\beta$  – коэффициент, характеризующий долю прогреваемой части пласта (значение  $\beta = 1$  соответствует прогреву всего пласта).

Значение коэффициента  $\alpha$  рассчитывается по формуле (2):

$$\alpha = \frac{Q(T)+Q(X)}{V_{пор}}. \quad (2)$$

Потери тепла в породах, которые окружают нефтяной пласт, а, следовательно, и тепловая эффективность процесса зависят в основном от разности температур между продуктивным пластом и окружающими породами.

На рисунке 1 представлена зависимость вязкости пластовой нефти от ее температуры.



**Рисунок 1** – Зависимость вязкости нефти от температуры



Как видно из представленного графика при значении эффективной температуры  $T_{эф}$  в пределах 50–60 °С, дальнейшее ее повышение не приводит к значительному снижению вязкости, поэтому в дальнейшем в расчетах будет принимать такое значение эффективной температуры в условиях месторождения.

После определения эффективной температуры вытеснения принимается условие, что при суммарном нагнетании теплоносителя и холодной воды в объеме  $\alpha V_{пор}$  средняя температура части пласта  $\beta V_{пор}$  должна быть равной  $T_{эф}$ . В этом случае уравнение баланса тепла будет определяться по формуле (3):

$$Q(T)\rho_T i_T + Q(X)\rho_X i_X = Q_1 + Q_2 + Q_3, \tag{3}$$

где  $Q(T)$  – объем нагнетаемого теплоносителя в перерасчете на конденсат;  $Q(X)$  – объем нагнетаемой холодной воды;  $Q_1$  – количество тепла, накапливаемого в пласте;  $Q_2$  – количество тепла, выносимого из пласта вместе с добываемой жидкостью;  $Q_3$  – количество тепла, теряемого в окружающие породы.

Также объем нагнетаемого теплоносителя и холодной воды удовлетворяют соотношению, представленному в формуле (4):

$$Q(T) + Q(X) = \alpha V_{пор}. \tag{4}$$

Слагаемые правой части уравнения (3) приближенно могут быть представлены в аналитическом виде:

$$Q_1 = \frac{\beta V_{пор}}{m} M(T_{эф} - T_0). \tag{5}$$

При этом теплоемкость пласта с насыщающими его жидкостями рассчитана по формуле (6):

$$M = (1 - m)\rho_{ск}c_{ск} + m\rho_{ж}c_{ж}, \tag{6}$$

где  $\rho_{ск}$  и  $\rho_{ж}$  – плотность скелета пласта и жидкости, содержащейся в нем, а  $c_{ск}$  и  $c_{ж}$  – соответственно, удельная теплоемкость скелета пласта и жидкости.

Количество тепла, выносимого из пласта вместе с добываемой жидкостью, определяется по формуле (7):

$$Q_2 = \alpha V_{пор} \cdot \rho_{ж} i_{ж}. \tag{7}$$

Теплопотери в окружающие породы составляют:

$$Q_3 = \frac{2\beta V_{пор}}{mH} \sqrt{\frac{\lambda_0 c_0}{\pi}} (T_{эф} - T_0) \sqrt{\frac{\alpha V_{пор}}{q}}. \tag{8}$$

Из представленных формул видно, что объемы порций теплоносителя  $V(T)$  и холодной воды  $V(X)$  связаны друг с другом соотношением:

$$\frac{V(T)}{V(X)} = \frac{Q(T)}{\alpha V_{пор} - Q(T)}. \tag{9}$$

Введение в расчетах коэффициента  $\alpha$  позволило показать объем суммарной закачки теплоносителя и холодной воды по отношению к общему объему пор рассматриваемого участка пласта (в нашем случае – элемент 7-точечной системы). Исходя из практики применения тепловых методов на других месторождениях Удмуртии со схожими параметрами, обеспечение необходимого охвата пласта вытеснением обеспечивается при значении  $\alpha \geq 2$ . В решении примем значение коэффициента равного 2, так как с его увеличением будет происходить увеличение потерь в окружающие породы и рост производственных затрат, тем самым эффективность от применения процесса ИДТВ будет снижаться.

Вторым вводимым коэффициентом в уравнении для нахождения суммарных объемов закачки воды и теплоносителя является коэффициент  $\beta$ , который показывает долю прогретой части пласта. Если  $\beta < 1$ , то необходимо прогреть какую-то часть пласта (выбранного элемента), при значении  $\beta = 1$  встает вопрос о необходимости прогрева всего пласта.

Основная задача расчетов состоит в нахождении необходимых объемов закачки теплоносителя  $Q(T)$  и холодной воды  $Q(X)$ , а также их соотношения  $Q(T)/Q(X)$ , которые бы смогли обеспечить создание и последующее поддержание во всем пласте эффективной температуры  $T_{эф}$ . Важным условием является то, что их суммарная закачка должна быть примерно равна двум поровым объемам. Также примем значения коэффициента  $\beta = 1$  для вовлечения всей 7-точечной системы.

Таким образом, при  $\alpha = 2$  и  $\beta = 1$  по предложенной формуле (1) определяем постоянное значение соотношения  $V(T)/V(X)$  на весь период теплового воздействия. Использование для этой цели других значений ( $\beta < 1$ ) нецелесообразно, так как в этом случае обеспечивается прогрев до  $T_{эф}$  лишь части объема пласта. Исходные данные представлены в таблице 3.



Таблица 3 – Исходные данные для расчета

Параметр, единица измерения	Значение
Пористость пласта $m$ , д.ед.	0,31
Коэффициент теплопроводности окружающих пород $\lambda_0$ , $\frac{\text{кДж}}{\text{м}\cdot\text{ч}\cdot^\circ\text{C}}$	9,2048
Объемная теплоемкость окружающих пород $c_0$ , $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3\cdot^\circ\text{C}}$	1899,9
Темп нагнетания агента в пласт $q$ , $\frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$	6,25
Продуктивная толщина пласта $H$ , м	24,4
Объем пор $V_{\text{пор}}$ , $\text{м}^3$	475260
Плотность холодной воды $\rho_x$ , $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	1000
Теплосодержание (энтальпия) холодной воды $i_x$ , $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	20
Энтальпия пластовой жидкости $i_{\text{ж}}$ , $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	43,7
Начальная температура пласта $T_0$ , $^\circ\text{C}$	8
Коэффициент, характеризующий долю прогреваемой части пласта $\beta$	1
Коэффициент, характеризующий объем суммарной закачки в пласт вытесняющих агентов $\alpha$	2
Эффективная температура $T_{\text{эф}}$ , $^\circ\text{C}$	55
Плотность нефти в пластовых условиях $\rho_{\text{н пл}}$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	937

Расчет произведен для 1-го блока, состоящего из 7 скважин:

1. Определение объема пор пласта, в котором будет происходить процесс ИДТВ (объем элемента системы разработки):

$$V_{\text{пор}} = \pi R^2 m H, \tag{10}$$

где  $R$  – половина расстояния между скважинами.

$$V_{\text{пор}} = 237,63 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Таблица 4 – Теплофизические свойства (плотность и энтальпия) водяного пара при различной температуре

Температура пара $T_{\alpha}$ , $^\circ\text{C}$	100	150	200	250	300	320			
						Степень сухости			
						$x = 0$	$x = 0,2$	$x = 0,4$	$x = 0,6$
Плотность теплоносителя $\rho_T$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	960	926	870	806	720	670	670	670	670
Теплосодержание (энтальпия) $i_T$ , $\text{кДж}/\text{кг}$	427	636	854	1088	1339	1460,2	1707,1	1954	2205

Для расчета объемной теплоемкости пласта с насыщающими его жидкостями, необходимо определить значение удельной теплоемкости скелета пласта и жидкости. Отложения дагинской свиты сложены в основном известняками, следовательно, примем значение  $c_{\text{ск}} = 0,92 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot^\circ\text{C}}$ ,  $\rho_{\text{ск}} = 2300 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ . Для расчета удельной теплоемкости нефти необходимо учесть ее плотность ( $\rho_{\text{н пл}} = 937 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ) и пластовую температуру ( $T_0 = 8^\circ\text{C}$ ). По графикам зависимости удельной теплоемкости жидких нефтяных фракций от температуры и относительной плотности примем значение удельной теплоемкости  $c_{\text{ж}} = 1,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot^\circ\text{C}}$ .

2. Определение теплоемкости пласта с насыщающими его жидкостями:

$$M = (1 - m)\rho_{\text{ск}}c_{\text{ск}} + m\rho_{\text{ж}}c_{\text{ж}};$$

$$M = 1887,84 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}}.$$

3. Определение количества тепла, накапливаемого в пласте:

$$Q_1 = \frac{\beta V_{\text{пор}}}{m} M (T_{\text{эф}} - T_0);$$

$$Q_1 = 68,01 \cdot 10^9 \text{ кДж}.$$

4. Определение количества тепла, выносимого из пласта вместе с добываемой жидкостью:

$$Q_2 = \alpha V_{\text{пор}} \cdot \rho_{\text{ж}} i_{\text{ж}};$$

$$Q_2 = 19,46 \cdot 10^9 \text{ кДж}.$$



5. Определение теплотерь в окружающую среду:

$$Q_3 = \frac{2\beta V_{пор}}{mH} \sqrt{\frac{\lambda_0 c_0}{\pi}} (T_{эф} - T_0) \sqrt{\frac{\alpha V_{пор}}{q}};$$

$$Q_3 = 14,52 \cdot 10^9 \text{кДж.}$$

6. Определение соотношения закачки холодной воды и теплоносителя для 3 случаев: Рассмотрим 3 варианта закачки пара:

$$T_\alpha = 250^\circ\text{C};$$

$$T_\alpha = 300^\circ\text{C};$$

$$T_\alpha = 320^\circ\text{C};$$

После сокращения на  $V_{пор}$  уравнение (1) принимает вид:

$$\frac{Q(T)}{Q(X)} = \frac{\frac{\beta M}{m}(T_{эф}-T_0) + \alpha \rho_{ж} i_{ж} + \frac{2\beta}{mH} \sqrt{\frac{\lambda_0 c_0 \alpha V_{пор}}{\pi q}} (T_{эф}-T_0)}{\alpha(\rho_T i_T - \rho_X i_X) - \left[ \frac{\beta M}{m}(T_{эф}-T_0) + \alpha \rho_{ж} i_{ж} + \frac{2\beta}{mH} \sqrt{\frac{\lambda_0 c_0 \alpha V_{пор}}{\pi q}} (T_{эф}-T_0) \right]}. \tag{11}$$

6.1 Рассмотрим вариант при  $T_\alpha = 250^\circ\text{C}$ :

$$\frac{Q(T)}{Q(X)_1} = 0,54.$$

6.2 Рассмотрим вариант при  $T_\alpha = 300^\circ\text{C}$ :

$$\frac{Q(T)}{Q(X)_2} = 0,47.$$

6.3 Рассмотрим вариант при  $T_\alpha = 320^\circ\text{C}$ :

$$\frac{Q(T)}{Q(X)_3} = 0,46.$$

Таким образом, при повышении температуры теплоносителя, суммарный расход его закачки уменьшается.

Общий объем закачки теплоносителя, выступающего в качестве суммы агентов воздействия  $Q(T) + Q(X)$  в диапазоне 2–3 объемов пор с учетом экономической целесообразности и рентабельности.

Рассчитаем общий объем закачки теплоносителя и холодной воды для 3 предложенных случаев и представим их численные значения в таблице 5.

$$V_{закачки} = Q(T) + Q(X) = 2 \cdot V_{пор} = 475260 \text{ м}^3.$$

**Таблица 5** – Общие объемы закачки теплоносителя и холодной воды

№	$T_\alpha, ^\circ\text{C}$	Объем теплоносителя $Q(T)$ , $\text{м}^3$	Объем холодной воды $Q(X)$ , $\text{м}^3$	$\frac{Q(T)}{Q(X)}$
1	250	166261	308999	0,54
2	300	150896	324364	0,47
3	320	148641	326620	0,46

После определения суммарных объемов нагнетания теплоносителя  $Q(T)$ , холодной воды  $Q(X)$  и их отношения расчетным путем переходим к расчету величин импульсов закачки теплоносителя и холодной воды  $I(T)$  и  $I(X)$ .

Расчет величин импульсов теплоносителя и холодной воды:

$$I(T) = (0,02 \div 0,03) \cdot V_{пор}; \tag{12}$$

$$I(X) = \frac{(0,02 \div 0,03) \cdot V_{пор}}{1,4 - 1,7}. \tag{13}$$

Для расчета импульсов выберем средние значения в формулах:

$$I(T) = 5940,75 \text{ м}^3;$$

$$I(X) = 3832,74 \text{ м}^3.$$

Расчет количества импульсов теплоносителя:

$$N_{T1} = \frac{Q(T)_1}{I(T)} \approx 28;$$



$$N_{т2} = \frac{Q(T)_2}{И(T)} \approx 25;$$

$$N_{т3} = \frac{Q(T)_3}{И(T)} \approx 25.$$

Для дальнейших расчётов примем использование в технологии ИДТВ пара при температуре 300 °С, который является более выгодным, чем его нагрев до температуры 320 °С. Эффективность объясняется небольшой разницей в отношениях закачки теплоносителя и воды при температуре 300 °С ( $\frac{Q(T)}{Q(X)} = 0,47$ ) и при температуре 320 °С ( $\frac{Q(T)}{Q(X)} = 0,46$ ).

Для осуществление технологического процесса выбор будет сделан на установку парогенерирующую гидромеханическую УПГ-ГМ, которая предназначена для получения пара или пароконденсатной смеси, или горячей воды. В основе принципа ее действия используется эффект перехода механической энергии движения воды в тепловую, в результате чего вода, нагреваясь, превращается в пар.

При подаче нагнетательной установки УПГ – 60/180М  $q_0 = 410 \text{ м}^3/\text{сут}$ , общая продолжительность закачки пара при технологии ИДТВ составит:

$$t_{\text{общ}} = \frac{Q(T)}{q_0} = \frac{150896,19 \text{ м}^3}{410 \text{ м}^3/\text{сут}} = 368 \text{ сут.}$$

Тогда продолжительность закачки одного импульса теплоносителя  $t_{\text{ИТ}}$  составит:

$$t_{\text{ИТ}} = \frac{И(T)}{q_0} = \frac{5940,75 \text{ м}^3}{410 \text{ м}^3/\text{сут}} = 14,5 \text{ сут.}$$

На эффективности технологии также сказывается использование в процессе ИДТВ термостойкого оборудования высокого качества, которое будет минимизировать потери тепла. К ним относятся термоизолированные НКТ, термостойкие пакера и арматура.

Результаты импульсной закачки холодной воды и теплоносителя во время лабораторного исследования данной технологии представлены в таблице 6.

**Таблица 6** – Зависимость нефтеотдачи блока (матрицы) от температуры нагрева и количества импульсов термовоздействия:

Т, °С	Нефтеотдача по количеству импульсов							
	1	5	10	15	20	25	30	35
50	0,04	0,08	0,12	0,15	0,18	0,21	0,23	0,25
100	0,10	0,21	0,28	0,31	0,34	0,36	0,37	0,38
150	0,17	0,31	0,36	0,38	0,40	0,41	0,42	0,43
200	0,23	0,38	0,40	0,41	0,42	0,43	0,43	0,44
250	0,29	0,39	0,41	0,42	0,43	0,44	0,44	0,45
300	0,35	0,39	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,46

Согласно предлагаемой технологии вязкость нефти изменится благодаря поддержанию эффективной температуре  $T_{эф} = 55 \text{ °С}$ , вязкость нефти уменьшится до значения  $\mu_{н2} = 15 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Тогда вязкость пластовой жидкости будет определена по формуле:

$$\mu_{ж(\text{после})} = \mu_{н2} \cdot (1 - \beta) + \mu_{в} \cdot \beta, \tag{14}$$

где  $\beta$  – обводненность продукции, д.ед.,  $\mu_{н2}$  – вязкость нефть в пласте при технологии ИДТВ, мПа·с;  $\mu_{ж(\text{после})}$  – вязкость скважинной жидкости после внедрения технологии и ее реализации, мПа·с.

Для определения значения дебитов реагирующих скважин при новом значении вязкости скважинной жидкости воспользуемся формулой Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu_{ж} \ln \frac{R_k}{r_c}}, \tag{15}$$

где  $Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;  $k$  – коэффициент проницаемости, м<sup>2</sup>;  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $P_{заб}$  – забойное давление, МПа;  $R_k$  – радиус контура питания, м;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $\mu_{ж}$  – вязкость скважинной жидкости, мПа·с.



Отношение дебитов до и после применения технологии ИДТВ будет равно обратному отношению вязкостей скважинной жидкости:

$$\frac{Q_{ж(до)}}{Q_{ж(после)}} = \frac{\mu_{ж(после)}}{\mu_{ж(до)}} \tag{16}$$

Тогда дебит скважины после применения метода будет определен по формуле (17):

$$Q_{ж(после)} = \frac{Q_{ж(до)} \cdot \mu_{ж(до)}}{\mu_{ж(после)}} \tag{17}$$

И среднесуточный дебит нефти одной скважины определен по формуле (18):

$$Q_{н(после)} = Q_{ж(после)} \cdot (1 - \beta) \tag{18}$$

В таблице 7 представлен технологический режим работы скважин.

**Таблица 7** – Технологический режим работы добывающих скважин

Параметр	Значение
Qн(до), т/сут	0,9
Qж(до), т/сут	9,7
μн(до), мПа·с	303,4
μв, мПа·с	1,5
μж(до), мПа·с	23,4
β, д. ед.	0,9

Выполним расчеты для одной добывающей скважины:

$$\mu_{ж(после)} = 15 \cdot (1 - 0,92) + 1,59 \cdot 0,92 = 2,85 \text{ мПа} \cdot \text{с};$$

$$Q_{ж(после)} = \frac{9,7 \frac{\text{т}}{\text{сут}} \cdot 23,4 \text{ мПа} \cdot \text{с}}{2,85 \text{ мПа} \cdot \text{с}} = 79,6 \frac{\text{т}}{\text{сут}};$$

$$Q_{н(после)} = 79,6 \frac{\text{т}}{\text{сут}} \cdot (1 - 0,9) = 7,96 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

**Заключение**

На сегодняшний день, эффективное применение третичных методов увеличения нефтеотдачи, является одним из главных вопросов разработки месторождения и применения методов увеличения нефтеотдачи с целью более полной выработки. Ни для кого не секрет, что век легкодоступной нефти подходит к концу. И разведано все больше месторождений, имеющих сложное геологическое строение, высоковязкую и тяжелую нефть. Таким образом встает вопрос о применении таких методов увеличения нефтеотдачи, которые позволят существенно увеличить добычу нефти как на уже разрабатываемых месторождениях, так и вновь открытых. В случае месторождений имеющих высоковязкую нефть, очевидно применение тепловых методов увеличения нефтеотдачи. В данной статье на примере одного из таких месторождений представлен расчет технологических параметров такого метода воздействия как ИДТВ. Конечным результатом расчета является среднее значение дебита скважин после реализации данного метода. Таким образом после реализации ИДТВ средний дебит одной скважины увеличится на  $7,06 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$ .

Тем не менее, на эффективности технологии также сказывается использование в процессе ИДТВ термостойкого оборудования высокого качества, которое будет минимизировать потери тепла. К ним относятся термоизолированные НКТ, термостойкие пакера и арматура.

**Литература**

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1990. – 427с.
2. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1986. – 332 с.
3. Применение новых технологий разработки залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах / В.И. Кудинов [и др.] // Нефтяной хозяйство. – 1998. – 34 с.
4. Кудинов В.И. Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей. – Ижевск, 2009. – 20 с.
5. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
6. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.





---

**References**

1. Boyko V.S. Development and exploitation of oil fields. – M. : Nedra, 1990. – 427 p.
2. Zheltov Yu.P. Oilfield development. – M. : Nedra, 1986. – 332 p.
3. Application of new technologies for the development of high-viscosity oil deposits in carbonate reservoirs / V.I. Kudinov [et al] // Oil industry. – 1998. – 34 p.
4. Kudinov V.I. Thermal technologies for the development of complex viscous and highly viscous oil fields. – Izhevsk, 2009. – 20 p.
5. Ruzin L.M. Methods of increasing oil recovery (theory and practice) : textbook. allowance. – Ukhta : USTU, 2014. – 127 p.
6. Surguchev M. L. Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery. – M. : Nedra, 1985. – 308 p.