

Лекция 2. Теоретические основы технологии добычи трудноизвлекаемых запасов с применением высокотемпературных теплоносителей

2.1. Определение температуры пласта при закачке теплоносителя

Температурное распределение в пласте определяется формулой:

$$\lambda_{Tx} \cdot \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} - v_{ж} \cdot c_{ж} \cdot \rho_{ж} \frac{\partial T}{\partial x} + \lambda_{Tz} \cdot \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = c_{п} \cdot \rho_{п} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (2.1)$$

где λ_T – коэффициент теплопроводности;

$v_{ж}$ – скорость движения жидкости;

$c_{ж}$ – удельная объемная теплоемкость;

c_n – удельная объемная теплоемкость пластовой системы (жидкость и порода).

$\lambda_{Tx} \cdot \frac{\partial^2 T}{\partial x^2}$ – учитывает изменение температуры за счёт теплопроводности;

$v_{ж} \cdot c_{ж} \cdot \rho_{ж} \frac{\partial T}{\partial x}$ – учитывает конвективный перенос тепла;

$\lambda_{Tz} \cdot \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}$ – учитывает теплопотери в выше- и нижележащие пласты;

$c_{п} \cdot \rho_{п} \frac{\partial T}{\partial t}$ – определяет изменение температуры во времени;

Удельная объемная теплоемкость пластовой системы c_n определяется по выражению (2.2):

$$c_{п} \cdot \rho_{п} = (1 - m)c_з \cdot \rho_з + m \cdot c_{ж} \cdot \rho_{ж} , \quad (2.2)$$

где $\rho_{п}$, $\rho_з$, $\rho_{ж}$ – плотности пласта, материала породы и насыщающего флюида, соответственно;

$c_з$, $c_{ж}$ – удельные объемные теплоемкости материала породы и насыщающего флюида, соответственно.

Теплопотери в кровлю и подошву пласта (рисунок 2.1) являются большой проблемой при термическом воздействии на пласт. Причём чем тоньше пласт, тем больше удельные потери.

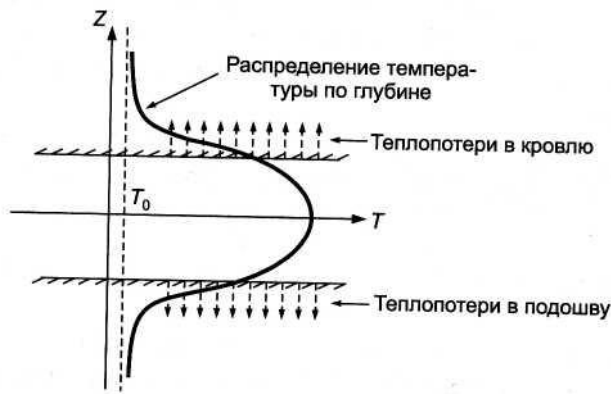


Рисунок 2.1 - Распределение температуры внутри и вблизи продуктивного пласта при закачке теплоносителя

Решение уравнения (2.1) при соответствующих условиях (потери тепла только в бесконечные по толщине кровлю и подошву, теплоемкость нагретого пласта пренебрежимо мала, а теплопроводность его в вертикальном направлении бесконечно велика) получило название *формулы Ловерье*:

$$\frac{T(\xi, t) - T_0}{T_3 - T_0} = \operatorname{erfc} \left[\frac{\xi}{2\sqrt{b \cdot (\tau - \xi)}} \right] \cdot \sigma(\tau - \xi), \quad (2.3)$$

где ξ – параметр баланса между сообщенным теплом и потерями:

$$\xi = \frac{4\lambda_1 x}{v_B c_B \rho_B h^2} - \text{для плоскопараллельного случая;}$$

$$\xi = \frac{4\pi\lambda_1 r^2}{q_B c_B \rho_B h} - \text{для плоскорадиального случая;}$$

$T(x, t)$ или $T(r, t)$ – значение температуры на расстоянии x или r , соответственно;

T_0 – начальная пластовая температура;

T_3 – температура на забое;

$\operatorname{erfc}(x)$ – дополнительная функция ошибки, $\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$;

λ_l – коэффициент теплопроводности окружающих пород;

τ – безразмерное время, определяемое по формуле:

$$\tau = \frac{4\lambda_{\text{пл}}t}{c_{\text{пл}}\rho_{\text{пл}}h^2};$$

$b = \frac{c_{\text{пл}}\rho_{\text{пл}}}{c_{\text{оп}}\rho_{\text{оп}}}$ - отношение удельных объемных теплоемкостей пласта и окружающих пород;

$\sigma(\tau - \xi)$ – единичная функция Хевисайда может принимать только два значения:

$$\sigma(\tau - \xi) = \begin{cases} 1, & \text{при } \tau > \xi \\ 0, & \text{при } \tau \leq \xi \end{cases} \quad (2.4)$$

Для плоскопараллельного случая, к которому можно отнести естественную конвекцию

$$\xi = \frac{4\lambda_1 x}{\nu_{\text{в}} c_{\text{в}} \rho_{\text{в}} h^2}.$$

При естественной конвекции направление теплового фронта направлено – в сторону, противоположную направлению действия силы тяжести.

Для плоскорадиального случая

$$\xi = \frac{4\pi\lambda_1 r^2}{q_{\text{в}} c_{\text{в}} \rho_{\text{в}} h}.$$

К плоскорадиальному случаю можно отнести методы с использованием избыточного давления на жидкость или насыщенную жидкостью среду, коэффициент сжатия которой очень мал, так как тепловой фронт в этих средах распространяется равномерно во все стороны.

При проведении численного моделирования для определения радиуса распространения (r) для плоскорадиального случая и высоты прогрева (x) для плоскопараллельного случая принимались следующие параметры:

для жидкости - $c_{\text{в}}=1$ кДж/(кг·К), $\rho_{\text{в}}=1000$ кг/м³;

для пласта - коэффициент теплопроводности $\lambda=1000$ Вт/(м·К), толщина $h=1$ м, скорость распространения теплового фронта 1м/с, $\tau = 10$.

Результаты моделирования представлены на графике рисунка 2.2. Значение радиуса распространения (r) и высоты прогрева (x) при которых

функция Хевисайда обращается в ноль, определяют границы распространения тепла от скважины.

Как видно из графика, функция $(\tau - \xi)$ обращается в ноль в плоскопараллельном случае примерно в 1,6 раза дальше, чем в плоскорадиальном. Из этого можно сделать вывод, что прогрев более эффективен при естественной конвекции – плоскопараллельном распространении тепла в продуктивном пласте, чем при принудительной конвекции – плоскорадиальном распространении тепла в продуктивном пласте, когда тепло нагнетается в пласт за счет перепада давлений.

Необходимо отметить, что при увеличении толщины пласта (h) разница будет увеличиваться.

При этом отбор при увеличении расстояния от зоны прогрева становится менее эффективным по сравнению с отбором непосредственно в зоне прогрева. Это следует из формулы С.Д. Джоши для горизонтальных скважин.

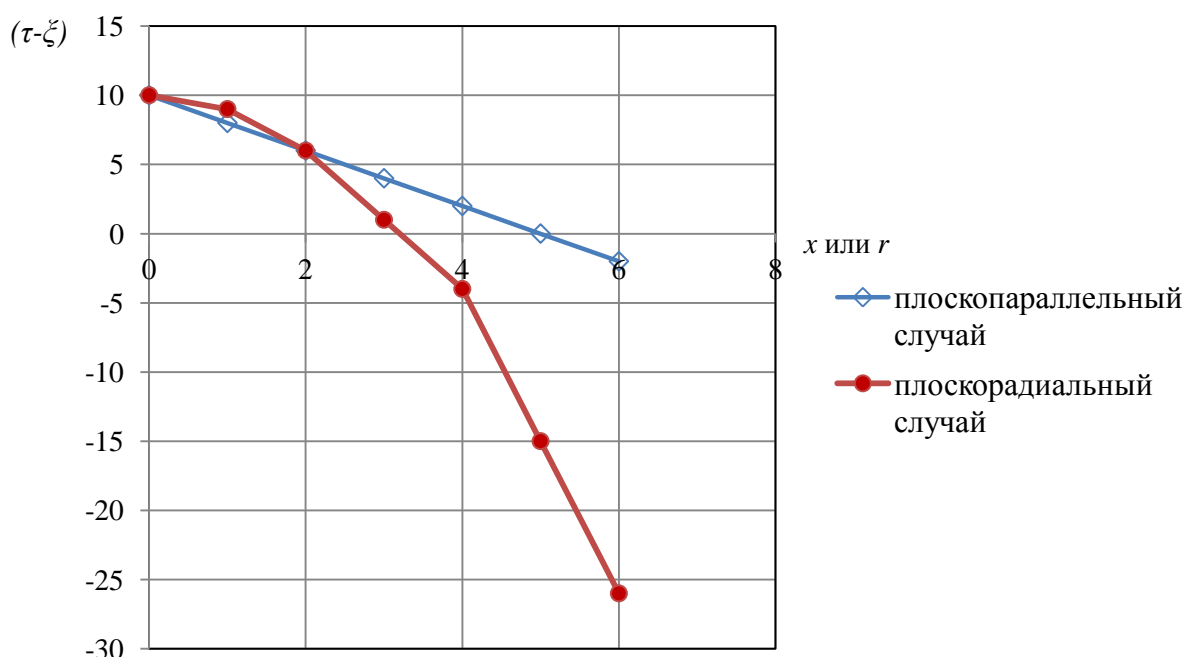


Рисунок 2.2 - График изменения функции $(\tau - \xi)$ в зависимости от удаления от скважины

Формула С.Д. Джоши имеет вид:

$$q_r = 86,4 \cdot \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}}, \quad (2.5)$$

где: q_r - дебит ГС, м³/сут;

k - абсолютная проницаемость пласта, мкм ;

h - толщина пласта, м;

μ - вязкость жидкости, мПа·с;

p_k, p_c - давление соответственно на контуре питания и забое скважины, МПа;

r_c - радиус скважины, м;

L - длина горизонтального ствола, м;

R_k - радиус контура питания, м;

$$a = \frac{L}{2} \cdot \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4} \right]^{\frac{1}{2}} - \text{большая полуось эллипса (контура питания)}.$$

Из формулы следует, что дебит обратно пропорционален квадрату расстояния от нагнетательной скважины.

Решить проблемы рассеивания тепла во все стороны и отбора продукции на расстоянии от зоны прогрева или из одной зоны с одновременным прогревом существующими технологиями добычи трудноизвлекаемых запасов не представляется возможным.

Например, при технологии ПГВ расположить скважины ближе 5 – 7 м нельзя, так как резко возрастает вероятность прорыва теплоносителя (пара) из нагнетательной в добывающую скважину, исключая полностью возможность добычи из нее продукции пласта. Также невозможно исключить закачку пара без давления, так значительно усложниться закачка пара теплоносителя в продуктивный пласт.

При использовании технологии ПГВ температура закачиваемого пара довольно высока - как правило, выше 200 °С, при этом происходит нагрев не только самой нефти, но и породы с водой в пределах паровой камеры и области пласта вне паровой камеры, а также прогревается кровля пласта

выше паровой камеры. В итоге часть тепла уходит в кровлю. Технология является эффективной в плане вытеснения основного объема нефти, однако она требует для этого большого количества теплоты.

Закачка разогретой воды или пара в пласт приводит к большим затратам при эксплуатации нефтяного месторождения, особенно на поздней стадии добычи.

2.2. Тепловые и материальные потоки при добыче трудноизвлекаемых запасов методом парогравитационного дренирования

В настоящее время в Татарстане на Ашальчинском месторождении продолжают опытно-промышленные работы по добыче сверхвязкой нефти методом парогравитационного дренирования (ПГВ – SAGD). В 2015 году работы велись на основании технологической схемы разработки с максимальной добычей 297 тыс. тонн при фонде 118 добывающих и 74 нагнетательных скважин. Для этого применяются:

- котельная с котлами ПКГМ-4 производительностью 8 т/ч пара;
- блочно модульная котельная (БМК) (изготовитель ЗАО «Амелин Ресурс» Канада) с четырьмя парогенераторами «SGVC-350» производительностью –22 т/ч пара;
- паровая котельная с установкой двух паровых котлов Е 25-2,4 ГМ (ДЕ 25-24 ГМ-О) производительностью 50 т/ч пара. В 2014 году проведена реконструкция котельной, её производительность при помощи дополнительных блоков довели до 150 т/ч пара.

Общая производительность всех котельных составляет 180 т/ч пара, 4320 тонн воды в сутки, с учётом расхода пара на технологию, отопление, собственные нужды котельной, отопление производственной базы и потери пара в сетях и пласте. При такой выработке необходим расход природного газа - 410,5 тысяч м³ в сутки.

Суммарная тепловая мощность генерируемого парового потока (4320 т/сут) составляет 139 МВт, подаваемого в пласт составляет 115 МВт. Схема тепловых и материальных потоков представлена на рисунке 2.3.

Пар закачивается в пласт для осуществления технологического процесса добычи СВН. Тепловая мощность добытой жидкости составляет

15,33 МВт (оценка производилась по количеству мощности, необходимой для нагрева жидкости с пластовой температуры 8 °С до температуры, выходящей на устье добывающей скважины жидкости 87 °С). При этом затраты тепловой энергии на нагрев пласта, формирование паровой камеры, нагрев окружающей породы и воды и т.д. составляют 115-15,33=99,67 МВт. Далее жидкость направляется на установку подготовки СВН (УПСВН), где происходит ее разделение на СВН с расходом 813 698 т/сут, или 33,904 м³/час и сточную воду с расходом 3 000 т/сут или 125 м³/час. СВН с температурой 70 °С поступает на СИККН, а сточная вода с температурой 85 °С поступает на утилизацию в удалённые нефтяные пласты. Суммарные тепловые потери на поверхности до 2,0 МВт.

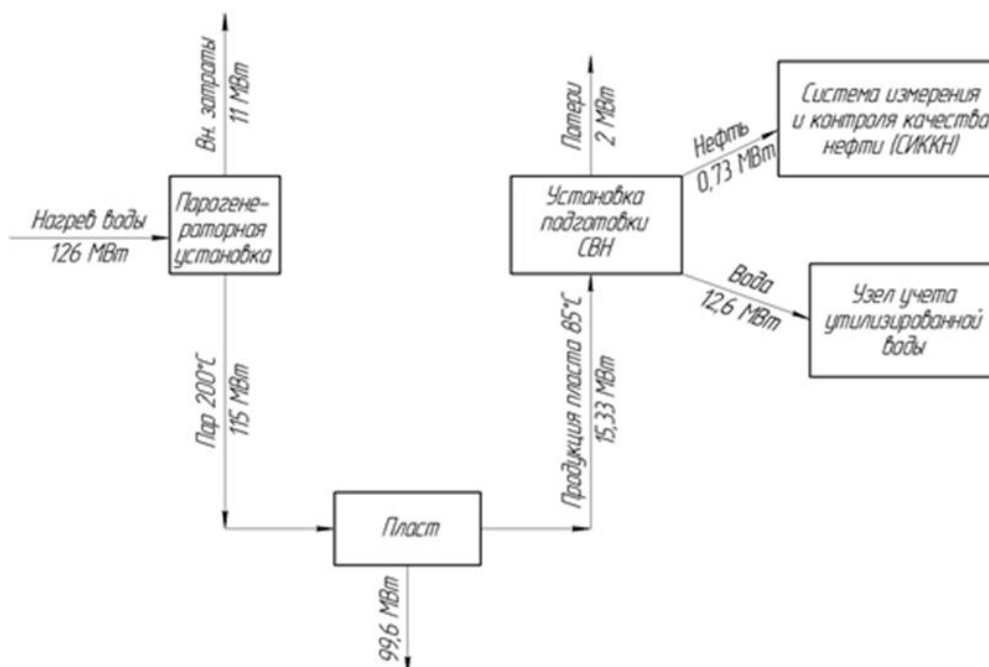


Рисунок 2.3 - Принципиальная схема тепловых и материальных потоков

Таким образом, на выработку пара в парогенераторной установке (ПГУ) затрачивается 139 МВт тепловой мощности газового топлива. Для утилизации горячей пластовой воды предусмотрено 14 нагнетательных скважин, кустовая насосная станция (КНС-6а).

Максимальный объём попутно – добываемой воды по Ашальчинскому нефтяному месторождению на 2014 г. составлял 3000 м³/сут. Данная вода с температурой 85°С подаётся на закачку в 14 нагнетательных скважин с

давлением 10 МПа. Затраты на строительство сооружений по утилизации попутно добываемой воды составляют 284 млн. руб.

Кроме этого необходимо учесть безвозвратные потери за период эксплуатации по утилизации попутно добываемой воды:

- по электроснабжению (перекачка попутно добываемой воды и закачка воды в пласт);

- по газоснабжению (расход газа на нагрев попутно добываемой воды).

Расход газа на нагрев 3000 м^3 ($125 \text{ м}^3/\text{ч}$) воды составляет $1295 \text{ м}^3/\text{ч}$, то есть $11344200 \text{ м}^3/\text{год}$ или $92240 \text{ Гкал}/\text{год}$ ($107202,7$ тыс. кВт). С учетом стоимости газа $5,32 \text{ руб.}/\text{м}^3$, общие затраты по газу составляют $60,3$ млн. руб. в год.

Годовой расход на электроприёмниках составляет $366,5$ тыс. кВт с учетом стоимости $2,23 \text{ руб.}/\text{кВт}$ (2015 год), общие годовые затраты на электроснабжение составляют 817 тыс. руб.

Таким образом, суммарные эксплуатационные расходы по утилизации пластовой жидкости на электрическую и тепловую энергию составляют $61,1$ млн. руб. в год.

Даже в наиболее удачных случаях реализации этого метода для добычи 1 т нефти требуется 3 т пара. Если бы для генерации такого количества пара в качестве топлива применялось сжигание сырой нефти, то расходовалось бы от 20 до 25 % добываемой продукции. В менее мощных пластах расход пара на тонну добываемой нефти увеличивается, что может привести к нерентабельности применения технологии ПГВ.

Высокое давление пара приводит к его прорыву через трещины в добывающие скважины или в водоносные пласты. При этом в добывающей скважине резко повышается обводненность добываемой продукции (свыше 95%), и скважину консервируют до восстановления дебита или переводят в нагнетательные скважины, оставляя невыработанной прискважинную зону, что снижает объем добываемой нефти из данной залежи.

2.3. Технология нагрева пласта с использованием высокотемпературного теплоносителя

Учитывая недостатки технологии ПГВ, автором была разработана новая технология добычи ВН, СВН и Б (рисунок 2.4).

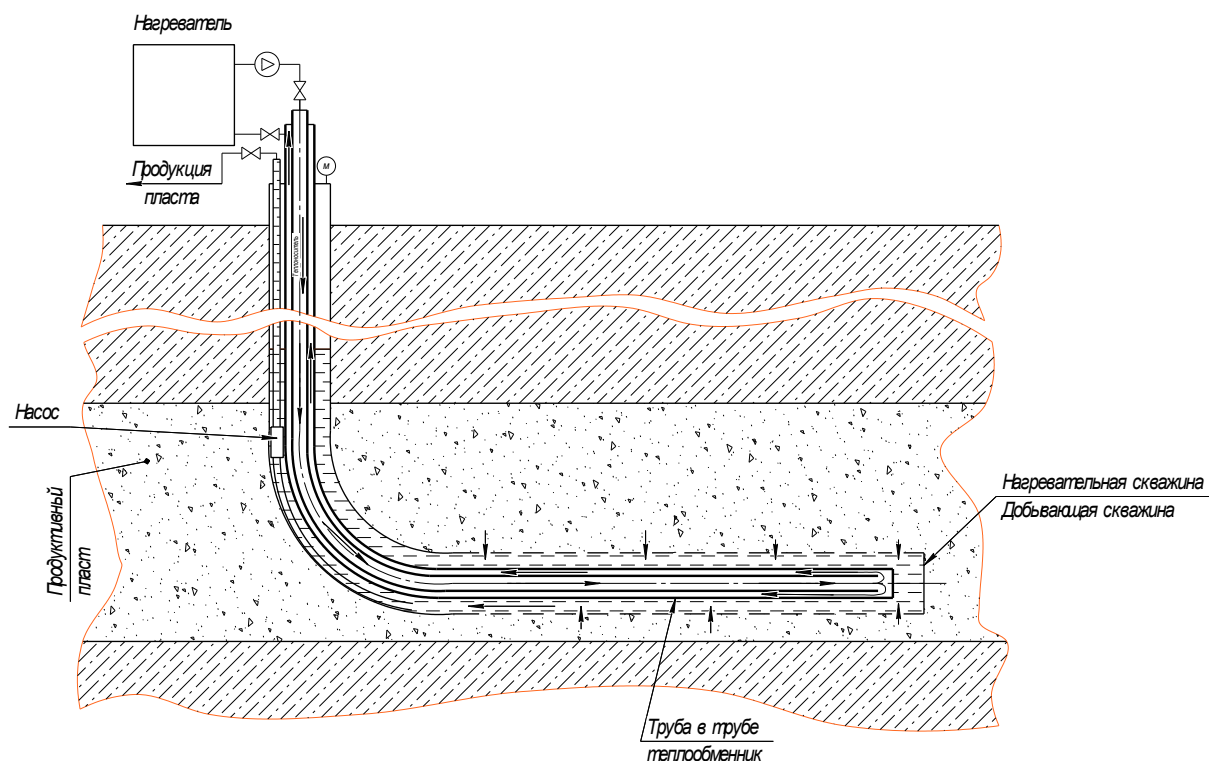


Рисунок 2.4. - Схема реализации технологии нагрева пласта с использованием высокотемпературного теплоносителя

В скважину спускают теплообменник, выполненный в виде «труба в трубе», а прокачку теплоносителя, предварительно нагретого на поверхности, производят в замкнутом цикле. В качестве теплоносителя предлагается использовать высокотемпературный теплоноситель. Например, синтетическое масло «Therminol» фирмы «Solutia Inc.», предназначенное для работы в диапазоне температур от - 115 до + 450°С. Возможно использовать масла других производителей -BP, «Shell» и т.п.

При этом методе высокотемпературный теплоноситель, проходя через теплообменник, прогревает вплоть до кипения продукцию пласта, находящуюся в горизонтальном стволе скважины. Вода и низкокипящие фракции нефти испаряются, разогревают породу вокруг горизонтальной скважины, увеличивая текучесть высоковязкой нефти. В результате прогретая за счет естественной конвекции продукция пласта стекает вниз (рисунок 2.5), откуда отбирается газлифтом (за счет энергии пара в неглубоких скважинах) или насосом на поверхность.

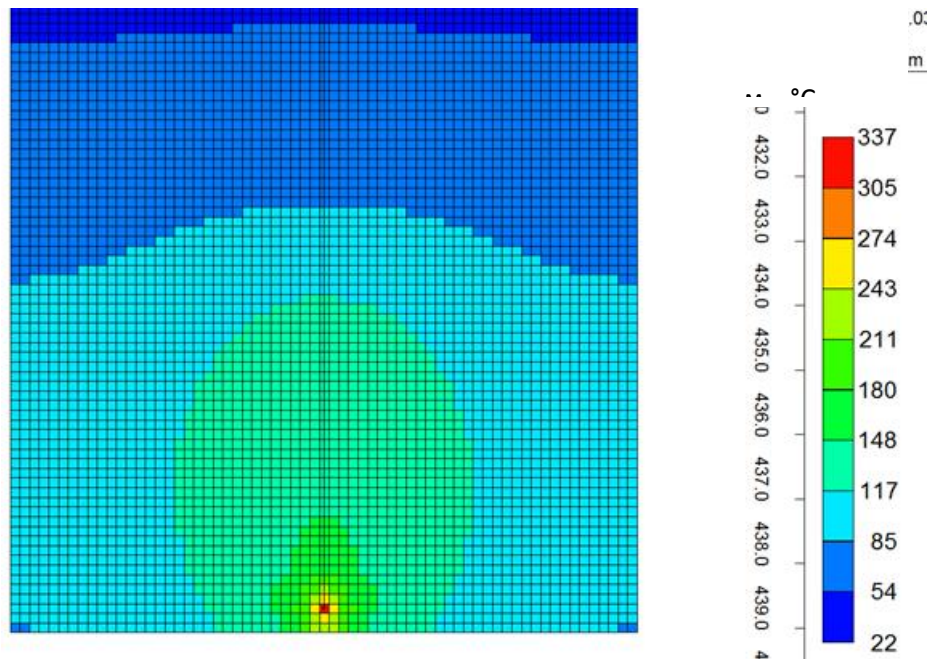


Рисунок 2.5 - Схема распределения температуры при технологии с применением ВТТ вокруг скважины в поперечном разрезе после двух лет прогрева, полученная при расчете по программе CMG STARS

Давление в скважине определяется манометром, установленным на устье скважины, и избыточное давление для исключения трещинообразования в пласте стравливается. Отобранные легкие фракции, находящиеся в парообразном состоянии, конденсируются в теплообменнике и могут быть использованы как растворитель при прогонке продукции по трубопроводам или при закачке в пласт по затрубному пространству теплообменника.

При увеличении объема прогретой зоны и снижении пластового давления на поздних стадиях разработки возможна дополнительная закачка по затрубному пространству теплообменника вытесняющих агентов (вода, растворители, реагенты) в жидком или парообразном состоянии.

Предлагаемая технология позволяет:

- производить практически равномерный прогрев пласта по всей длине скважины;
- следить за давлением в скважине с учётом глубины залегания пласта и начального пластового давления;

- собирать легкие фракции, выделяемые при нагреве продукции пласта, в емкости для дальнейших технологических операций по повышению нефтеотдачи пласта, либо для использования в качестве растворителя при необходимости последующей транспортировки СВН и Б на дальние расстояния;

- эффективно работать в протяженных горизонтальных скважинах (более 250 м) и производить регулирование давления в скважине (закачку в пласт и отбор из пласта) без остановки работы нагревателя.