

Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
Ухтинский государственный технический университет

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Методические указания

Ухта 2009

УДК 622.276.55 + 622.276.652

Р 83

Рузин, Л.М.

Разработка нефтяных месторождений с применением теплового воздействия на пласт [Текст]: метод. указания / Л.М. Рузин. – Ухта: УГТУ, 2009. – 39 с.

Методические указания содержат основные понятия и термины, применяемые в технологиях нагнетания в пласт теплоносителей, характеристику основных модификаций процесса и методов расчета технологических показателей, применяемых при проектировании этих технологий.

Методические указания предназначены для студентов специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» при изучении дисциплины «Разработка нефтяных месторождений».

Рецензент к.т.н. Соколов В.А. – профессор кафедры РЭНГМ и ПГ

Редактор к.т.н. Мордвинов А.А. – профессор кафедры РЭНГМ и ПГ

В методических указаниях учтены замечания рецензента и редактора.

План 2009 г., позиция 90.

Подписано в печать 09.02.2008 г. Компьютерный набор.

Объем 39 с. Тираж 100 экз. Заказ № 228.

© Ухтинский государственный технический университет, 2009

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.

Отдел оперативной полиграфии УГТУ.

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. Основные понятия, применяемые в технологиях нагнетания в пласт теплоносителя	5
1.1 Теплота, температура, количество тепла.....	5
1.2 Механизм теплопередачи.....	5
1.3 Теплофизические характеристики	6
2. Характеристика теплоносителей	10
3. Схема подачи в пласт теплоносителя.....	13
4. Распределение температуры и потери тепла в стволе нагнетательной скважины	16
4.1 Распределение температуры по стволу	16
4.2 Температура на забое скважины	16
4.3 Потери тепла в стволе скважины	17
5. Расчет технологических показателей при нагнетании в пласт горячей воды	20
5.1 Понятия о температурном и гидродинамическом фронта	20
5.2 Расчет распределения температуры в продуктивном пласте и окружающих породах	22
5.3 Расчет добычи нефти и нефтеотдачи при закачке в пласт пара.....	28
6. Расчет технологических показателей при закачке в пласт пара	32
6.1 Радиуса паровой зоны	32
6.2 Площадь паровой зоны и тепловая эффективность процесса.....	32
7. Расчет показателей пароциклических обработок (ПЦО) скважин	35
7.1 Радиус прогрева пласта	35
7.2 Начальный дебит скважины после ПЦО	35
7.3 Кратность увеличения дебита скважины после ПЦО	35

ВВЕДЕНИЕ

Одним из приоритетных направлений пополнения и укрепления ресурсной базы топливно-энергетического комплекса страны является вовлечение в активную разработку огромных запасов высоковязких нефтей (ВВН) и битумов. Несмотря на то, что эти запасы значительно превышают запасы легких нефтей, их потенциал используется недостаточно.

Мировой опыт освоения залежей ВВН и битумов показал, что наиболее перспективной технологией их разработки являются термические методы добычи нефти.

К термическим методам воздействия на пласт относятся: паротепловое воздействие, внутрислоевого горение, закачка горячей воды, пароциклические обработки призабойных зон добывающих скважин и сочетание этих методов с другими физико-химическими методами (комбинированные методы).

Из всего арсенала известных термических методов наибольшее распространение получили технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей: воздействие на пласт путем площадной закачки пара и пароциклические обработки добывающих скважин.

За счет применения этих технологий в мире добывается около 80 % от всей нефти, добываемой с применением современных методов повышения нефтеотдачи пластов.

Методические рекомендации содержат основные понятия и термины, применяемые в технологиях нагнетания в пласт теплоносителей, характеристику основных модификаций процесса и методов расчета технологических показателей, применяемых при проектировании этих технологий.

Следует отметить, что в настоящее время для расчета показателей разработки месторождений и обоснования наиболее эффективных технологий, в основном, применяется компьютерное моделирование. В то же время знакомство с основами процесса распространения тепла в пласте и аналитическими методами расчета процессов нагнетания в пласт теплоносителей позволяет лучше понять физическую сущность тепловых методов, что необходимо при проектировании и практической реализации этих сложных технологий на нефтяных месторождениях.

1 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ТЕХНОЛОГИЯХ НАГНЕТАНИЯ В ПЛАСТ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ

1.1 Теплота, температура, количество тепла (теплоты)

Теплота передается от тела с большей температурой (т. е. с большим уровнем тепловой энергии) телу с меньшей температурой (т. е. с меньшим уровнем тепловой энергии). Часть тепловой энергии, передаваемой от одного тела другому, называется количеством теплоты (или количеством тепла).

Температура измеряется в градусах Кельвина (К) и в градусах Цельсия (°С):

$$N \text{ К} = n \text{ °С} + 273^\circ.$$

Количество тепла (теплоты) принято измерять в системе СИ в джоулях (Дж). Один джоуль — работа, совершаемая силой в один ньютон при перемещении точки приложения силы на один метр:

$$1 \text{ Дж} = 1 \text{ Н} \cdot 1 \text{ м}.$$

Соотношение между старой единицей измерения количества тепла «калорией» и единицей количества тепла в системе СИ равно:

$$1 \text{ кал} = 4,1868 \text{ Дж}.$$

Более подробные сведения о теплоте и температуре приводятся в руководствах по физике и термодинамике.

1.2 Механизм теплопередачи

Теплопередача в твердых, жидких и газообразных телах происходит посредством теплопроводности, конвекции и излучения. Теплопроводность осуществляется на молекулярном уровне без перемещения самого тела. Конвекция связана с движением самого тела (или его частей) и обусловлена, как правило, движением жидкостей и газов. Излучение происходит путем передачи лучистой энергии в окружающую среду.

Различают конвекцию: вынужденную (искусственную) и естественную (температурную). Вынужденная конвекция происходит при напорном движении и напорной фильтрации жидкостей и газов (по трубам, в пласте и т. д.). Естественная (температурная) конвекция происходит при движении жидкостей и газов вследствие разности температур (и плотностей) в различных точках тела (жидкости, газов).

Излучение имеет место при передаче тепла в воздушной (газовой) среде тепловыми лучами от нагретых тел. В жидкой среде (например, в воде) роль передачи тепла излучением незначительна.

Подробный анализ механизма теплопередачи приводится в специальных руководствах, например, в [9].

1.3 Теплофизические характеристики

Теплофизические свойства — теплопроводность, теплоемкость и температуропроводность являются основными теплофизическими параметрами тел.

Теплопроводность характеризуется **коэффициентом теплопроводности**, равным количеству тепла, передаваемого через единицу площади (нормальной направлению потока тепла) в единицу времени при градиенте температуры в 1°C на 1 м. Этот параметр часто (но не всегда!) обозначается греческой буквой λ и в системе СИ измеряется в $\text{Дж/с} \cdot \text{м} \cdot ^\circ\text{C} = \text{Вт/м} \cdot ^\circ\text{C}$.

В практических расчетах нередко пользуются другой единицей измерения коэффициента теплопроводности, выраженной в $\text{кДж/м} \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}$:

$$1 \text{ кДж/м} \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C} \approx 0,278 \text{ Вт/м} \cdot ^\circ\text{C}.$$

Иногда можно встретить также значение коэффициента теплопроводности, выраженное в старых единицах — $\text{ккал/м} \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}$;

$$1 \text{ ккал/м} \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C} = 4,1868 \text{ кДж/м} \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}.$$

Теплоемкость тел характеризуется **удельной теплоемкостью**, равной количеству тепла, необходимого для повышения температуры единицы массы тела на 1 град; обозначается, как правило, (тоже не всегда) строчной буквой «с» и в системе СИ измеряется в $\text{Дж/кг} \cdot ^\circ\text{C}$.

В практических промышленных расчетах удобнее пользоваться значениями удельной теплоемкости, выраженными в $\text{кДж/кг} \cdot ^\circ\text{C}$. В старых единицах удельную теплоемкость выражали в $\text{ккал/кг} \cdot ^\circ\text{C}$;

$$1 \text{ ккал/кг} \cdot ^\circ\text{C} = 4,1868 \text{ кДж/кг} \cdot ^\circ\text{C}.$$

Различают теплоемкость тел при постоянном объеме c_v и при постоянном давлении c_p . При нагревании тела при постоянном объеме подводимое тепло расходуется только на увеличение внутренней энергии тела, а при нагревании при постоянном давлении часть подводимого тепла расходуется, кроме того, на совершение работы по увеличению объема тела (т.е. на тепловое расширение). Поэтому $c_p > c_v$. В связи с тем, что для горных пород тепловое расширение в пределах температур, создаваемых, как правило, при нагнетании теплоносителей, невелико, то в промышленных тепловых расчетах принимают $c_p \approx c_v$.

В практических промышленных расчетах иногда бывает удобнее пользоваться величиной, представляющей произведение удельной теплоемкости и плотности, т. е. c_p , которая называется **объемной теплоемкостью**.

Удельная теплоемкость как величина экстенсивная подчиняется правилу аддитивности. Согласно этому правилу для сложных (составных) тел удельную теплоемкость можно определять по формуле:

$$c = \sum c_i \cdot \delta_i, \quad (1.1)$$

где δ_i – содержание (в долях единицы по массе) составляющих частей, c_i – их удельные теплоемкости.

Раскрывая это выражение применительно к водонефтенасыщенным коллекторским породам, получаем:

$$c_{\text{п}}\rho_{\text{п}} = (1 - m)c_{\text{ск}}\rho_{\text{ск}} + ms_{\text{н}}c_{\text{н}}\rho_{\text{н}} + m(1 - s_{\text{н}})c_{\text{в}}\rho_{\text{в}}, \quad (1.2)$$

где $c_{\text{п}}\rho_{\text{п}}$ – объемная теплоемкость водонефтенасыщенной породы, m – пористость пласта, $c_{\text{ск}}$, $\rho_{\text{ск}}$ – удельная теплоемкость и плотность минерального скелета породы, $s_{\text{н}}$ – нефтенасыщенность; $c_{\text{н}}$, $\rho_{\text{н}}$, $c_{\text{в}}$, $\rho_{\text{в}}$ соответственно удельная теплоемкость и плотность нефти и воды, насыщающих породу.

Температуропроводность является комплексным параметром, характеризующим сравнительную скорость нагревания тел при подводе тепла (и соответственно сравнительную скорость охлаждения тел при отводе тепла). **Коэффициент температуропроводности** определяется как отношение коэффициента теплопроводности к удельной теплоемкости и плотности и обозначается, как правило (но не всегда!) русской строчной буквой «а»:

$$a = \lambda / c\rho.$$

Единицей измерения коэффициента температуропроводности в системе СИ служит $\text{м}^2/\text{с}$.

На практике часто применяется также $\text{м}^2/\text{час}$;

$$1 \text{ м}^2/\text{час} \approx 0,278 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Теплофизические свойства горных пород зависят от температуры и давления. Для температур и давлений, встречающихся в нефтепромысловой практике, коэффициент теплопроводности горных пород (песчаников, карбонатов, глин, аргиллитов) находится в среднем в пределах 7-10 $\text{кДж}/\text{м}\cdot\text{час}\cdot^\circ\text{С}$, а их объемная теплоемкость – в пределах 2000-3000 $\text{кДж}/\text{м}^3\cdot^\circ\text{С}$.

Определяются теплофизические свойства горных пород преимущественно экспериментальным путем. Простые и удобные методы определения этих параметров изложены в книге Г. М. Кондратьева «Тепловые измерения».

Экспериментально определенные значения теплофизических свойств некоторых горных пород и насыщающих их жидкостей приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Теплофизические свойства компонентов пластовой системы

Вещество	Удельная теплоемкость		Коэффициент теплопроводности		Коэффициент температуропроводности	
	$\frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м} \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$	$\frac{\text{м}^2}{\text{час}}$	$\frac{\text{м}^2}{\text{с}}$
Воздух	0,24	1,01	0,02	0,024	$0,07 \cdot 10^{-3}$	$0,02 \cdot 10^{-6}$
Вода	1	4,22	0,5	0,6	$0,5 \cdot 10^{-3}$	$0,14 \cdot 10^{-6}$
Нефть	0,4-0,5	1,7-2,1	0,12	0,15	$0,4 \cdot 10^{-3}$	$0,1 \cdot 10^{-6}$
Горные породы (средние значения)	0,22	0,92	1,5	1,76	$3,6 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-6}$
Известняк (Уса)	0,2-0,3	0,8-1,3	1,4-3,0	1,6-3,5	$(22 \div 47) \cdot 10^{-4}$	$(6 \div 13) \cdot 10^{-7}$
Песчаник (Ярега)	0,2-0,3	0,8-1,3	1,1-3,8	1,3-4,5	$(27 \div 72) \cdot 10^{-4}$	$(22 \div 47) \cdot 10^{-7}$

Тепловое расширение. Как известно, при нагревании тела расширяются. Не являются в этом отношении исключением и горные породы, слагающие продуктивные нефтяные пласты и насыщающие их жидкости (нефть, вода). Тепловое расширение нефтенасыщающих пород приводит к уменьшению их порового объема, а тепловое расширение пластовых жидкостей – к увеличению их объема. Оба эти фактора (уменьшение порового объема и увеличение объема насыщающих продуктивный пласт жидкостей) способствуют «выжиманию» из пласта некоторого количества нефти.

Коэффициент теплового расширения пород (для кварца) составляет в среднем $\approx 0,38 \cdot 10^{-4}$ 1/град, нефти $\approx 0,95 \cdot 10^{-3}$ 1/°С, воды $\approx 0,21 \cdot 10^{-3}$ 1/°С.

Коэффициент теплоотдачи выражает количество тепла, передаваемого от поверхности нагретого твердого тела соприкасающейся с ним жидкости или газа (или наоборот от жидкости или газа поверхности твердого тела) в расчете на единицу площади в единицу времени при разности температуры между жидкостью (или газом) и поверхностью твердого тела (на поверхности их соприкосновения) в один градус. Обозначается обычно греческой буквой « α »; измеряется в Дж/м² · сек · °С (или кДж/м² · час · °С; ккал/м² · час · °С).

Тепловой поток. Тепловым потоком называется количество тепла, подводимого (или отводимого) к телу в единицу времени. Различают тепловые потоки конвективные и теплопроводные. Конвективный тепловой поток очень редко бывает «чистым», т. к. конвекция, как правило, всегда сопровождается теплопроводностью. В системе СИ тепловой поток измеряется в Дж/с.

На практике применяется также кДж/час и ккал/час

$$1 \text{ кДж/час} \approx 0,278 \text{ Дж/с.}$$

Удельным тепловым потоком (или плотностью теплового потока) называется тепловой поток, приходящийся на единицу площади; в системе СИ измеряется в Дж/м² · с.

На практике применяются также кДж/м² · час, ккал/м² · час:

$$1 \text{ кДж/м}^2 \cdot \text{час} \approx 0,278 \text{ Дж/м}^2 \cdot \text{с.}$$

В технологиях нагнетания теплоносителей приходится иметь дело с вынужденными конвективными тепловыми потоками, обусловленными фильтрацией нагнетаемых рабочих агентов.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ

Рассмотрим характеристику основных видов теплоносителей – рабочих агентов, применяемых для воздействия на пласт.

Горячая вода. Обладая сравнительно высокой удельной теплоемкостью (свыше 4 кДж/кг⁰С) горячая вода позволяет оказывать на пласт интенсивное тепловое воздействие. Кроме того, горячая вода характеризуется высокими нефтewытесняющими свойствами.

Интенсивность теплоинъекции для горячей воды (т. е. количество тепла, вводимого в пласт в единицу времени) определяется простым выражением:

$$Q_{жс} = q_{жс} \cdot c_{жс} \cdot \rho_{жс} \cdot (T_{в} - T_0), \quad (2.1)$$

где $q_{жс}$ – расход горячей воды, м³/час; $c_{жс}$, $\rho_{жс}$ – удельная теплоемкость (кДж/кг⁰С) и плотность (кг/м³) горячей воды; $T_{в}$, T_0 – температура горячей воды на «входе» в пласт и начальная (невозмущенная) температура пласта, ⁰С.

Водяной пар. Наиболее широко применяемым при термическом воздействии на пласт рабочим агентом является водяной пар. Благодаря «скрытой теплоте парообразования» пар имеет более высокое теплосодержание, чем горячая вода при одинаковых температурах.

Кроме того, водяной пар обладает более высокими нефтewытесняющими свойствами, чем горячая вода и поэтому считается технологически более эффективным теплоносителем, хотя в некоторых конкретных случаях горячая вода может оказаться более предпочтительной для практического применения.

На практике при осуществлении термических технологий применяют насыщенный водяной пар (т. е. смесь водяного пара и воды), приготовление которого требует менее тщательную химическую подготовку, чем сухого пара.

Состояние насыщенного водяного пара характеризуется температурой и давлением, причем температура или давление однозначно определяют термобарическое состояние насыщенного водяного пара, т. е. если известно давление, то известна и соответствующая температура пара, и, наоборот, если известна температура, то известно и давление пара, соответствующее этой температуре. В качестве примера на рис. 2.1 приведена указанная зависимость до давления 20,0 МПа. Сокращенная таблица зависимости температуры кипения воды ($T_{кин}$), теплосодержания жидкости ($i_{ж}$) и теплоты парообразования (c_p) от давления ($P_{абс}$) приведена в таблице 1 приложения, которую можно использовать на практических занятиях.

Насыщенный водяной пар, как теплоноситель, обладает очень важным положительным свойством - его температура при данном давлении остается неизменной, пока не сконденсируется вся паровая фаза. Только после этого начинается снижение температуры сконденсированного пара, как горячей воды.

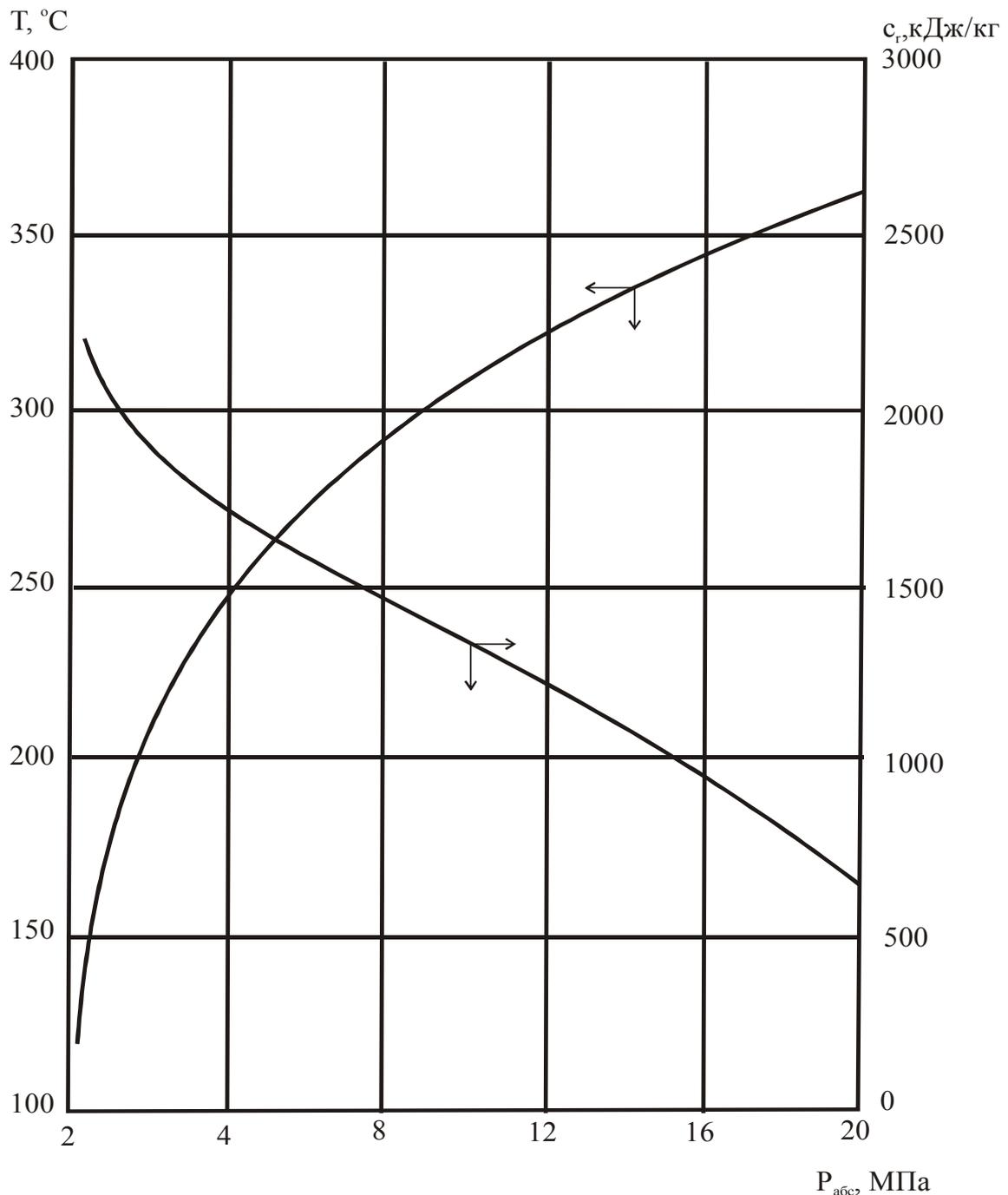


Рисунок 2.1 – Зависимость температуры кипения и теплоты парообразования воды от давления

Качество насыщенного пара характеризуется степенью его сухости (x_r), т.е. отношением (по массе) паровой фазы к общей массе влажного пара. Промысловые парогенераторы, как правило, вырабатывают пар со степенью сухости $x_r = 0,8$. Такой пар содержит 80% паровой фазы и 20% жидкой фазы (т.е. горячей воды). Такая степень сухости пара обуславливается обычно техническими условиями эксплуатации применяемых на практике парогенераторов.

Количество тепла, вводимое в пласт при нагнетании пара (т. е. интенсивность теплоинъекции), определяется выражением:

$$Q_n = q_n (c_r x_r + i_{ж}),$$

где q_n – расход пара, кг/час; c_r , x_r соответственно теплота парообразования воды при заданном давлении (кДж/кг) и степень сухости пара (в долях единицы), $i_{ж}$ – теплосодержание жидкости (кДж/кг) при заданной температуре, т.е. количество тепла, которое понадобилось для повышения температуры 1 кг воды до температуры кипения. Значения c_r и $i_{ж}$ берутся из термодинамических таблиц состояния воды и водяного пара (приложение А).

В качестве примера на предыдущем рисунке 2.1 показана также зависимость теплоты парообразования от давления. Как видно из графика, с увеличением давления теплота парообразования уменьшается, и поэтому при высоких давлениях разница в теплосодержании горячей воды и водяного пара уменьшается, и пар начинает терять свои «преимущества», как теплоноситель по сравнению с горячей водой.

При конденсации пара его объем резко уменьшается, что ухудшает его нефтевытесняющие свойства. Для устранения этого недостатка к пару добавляют неконденсирующие газы для получения более эффективного рабочего агента – парогаса.

Комбинирование водяного пара с неконденсирующимися газами (углекислым газом CO_2 , азотом N_2 или дымовыми газами) повышает эффективность вытеснения нефти из пласта. Углекислый газ хорошо растворяется в нефти, снижает ее вязкость, вызывает некоторое ее набухание (т.е. увеличивает объем нефти).

Для получения «вспененного» пара к нему добавляют термостойкие поверхностно-активные вещества, сохраняющие свои пенообразующие свойства при температуре нагнетаемого пара.

«Вспенивание» пара повышает его вязкость, способствует увеличению охвата пласта рабочим агентом, обеспечивает более равномерное вытеснение нефти и предотвращает ранние прорывы пара в добывающие скважины.

3 СХЕМА ПОДАЧИ В ПЛАСТ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

На рис. 3.1 приведена схема подачи теплоносителя в нефтяной пласт.

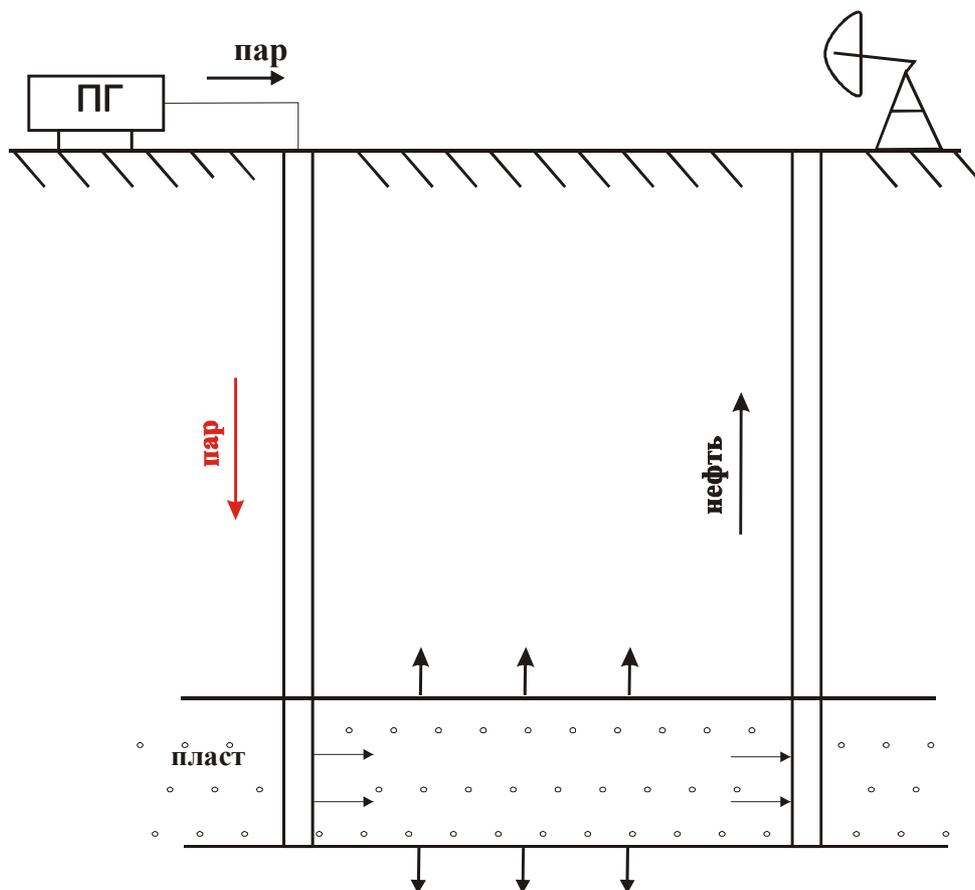


Рисунок 3.1 – Схема подачи теплоносителя в нефтяной пласт

В качестве источников пара используются специальные парогенерирующие установки в блочном исполнении. В нефтяной промышленности для повышения нефтеотдачи пластов тепловыми методами в основном применяются прямоточные парогенераторы, вырабатывающие влажный пар с сухостью 0,8. КПД парогенераторов – 0,8. Для производства 1 т пара в среднем расходуется 60-70 кг нефти или 60-70 м³ газа.

Производимый в парогенераторах теплоноситель транспортируется к нагнетательным скважинам по паропроводам, которые покрываются тепловой изоляцией для обеспечения минимальных теплопотерь.

Нагнетательные скважины обсаживаются обсадными колоннами из термостойкой стали, которые цементируются от забоя до устья специальным термостойким цементом с добавлением песка. Для транспортировки в пласт пара высоких параметров в скважину спускается термостойкое оборудование, включающее

термоизолированные насосно-компрессорные трубы (НКТ) и термостойкий пакер с встроенным компенсатором для компенсации температурных удлинений колонны НКТ. Устье скважины оборудуется специальной устьевой арматурой.

При движении пара по стволу нагнетательных скважин в результате теплообмена между теплоносителем и окружающими скважину породами происходят потери тепла, которые зависят от глубины пласта, конструкции и оборудования скважин, темпа закачки теплоносителя и т.д. и могут достигать 10-15 %.

При движении теплоносителя по нефтяному пласту основную роль в прогреве пласта играет конвективный перенос тепла, скорость которого, в основном, пропорциональна темпу закачки теплоносителя. Основная часть вводимого в пласт тепла теряется через кровлю и подошву за счет теплопроводности. Значительная часть тепла теряется также при движении горячей жидкости по стволу добывающих скважин.

Характеристика теплового баланса процесса теплового воздействия на пласт приведена на рис.3.2. Тепло, вырабатываемое парогенератором $Q_{ПГ}$, включает полезное тепло $Q_{пол}$, которое накапливается в продуктивном пласте, и потерянное тепло $Q_{пот}$: в паропроводах – $Q_{тр}$, в нагнетательных скважинах – $Q_{наг}$, в окружающих пласт породах – $Q_{окр}$ и в добывающих скважинах – $Q_{доб}$. Доля теплопотерь в среднем составляет 40-60 % от количества тепла, производимого парогенераторами.

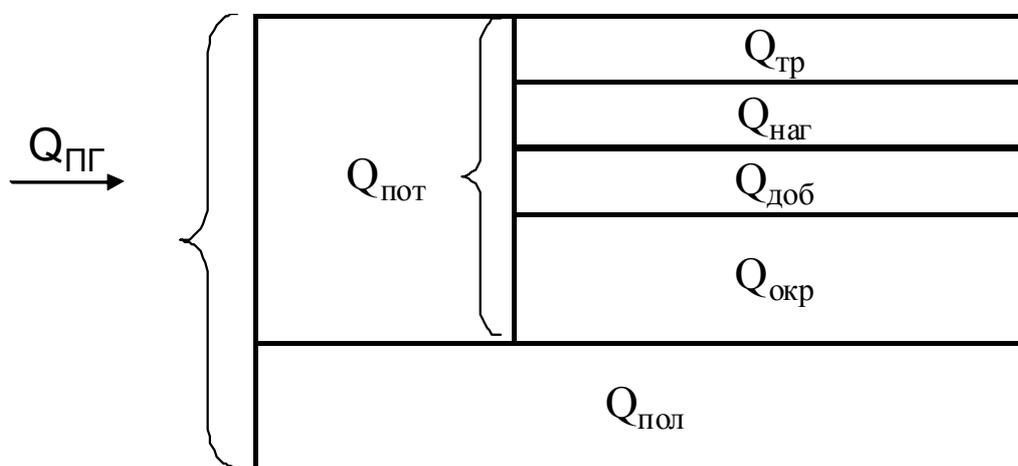


Рисунок 3.2 – Тепловой баланс процесса ПТВ

Отношение количества тепла, накопленного в нефтяном пласте во всему теплу, выработанному в парогенераторах, называется тепловой эффективностью процесса теплового воздействия (ПТВ) на пласт или коэффициентом использования тепла:

$$\eta_{\tau} = \frac{Q_{пол}}{Q_{ПГ}}$$

Основным критерием, характеризующим экономическую эффективность ПТВ, является удельный расход теплоносителя на 1 т дополнительно добытой нефти, который в случае закачки пара называется также паронефтяным отношением. Величина паронефтяного отношения обратно пропорциональна тепловой эффективности процесса. Постоянный анализ составляющих теплового баланса позволяет разработать необходимые мероприятия по повышению тепловой эффективности процесса теплового воздействия на пласт.

Отношение суммарного количества потерянного тепла к общему его количеству, выработанному парогенератором, называется общим коэффициентом теплопотерь. Очевидно, коэффициенты теплопотерь и использования тепла связаны соотношением:

$$\eta_{\text{пот}} = 1 - \eta_{\text{т}},$$

где $\eta_{\text{пот}}$, $\eta_{\text{т}}$ – коэффициенты теплопотерь и теплоиспользования соответственно.

4 РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ПОТЕРИ ТЕПЛА В СТВОЛЕ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

4.1 Распределение температуры по стволу

Для расчета распределения температуры по стволу нагнетательной скважины используется формула А.Ю.Намиота:

$$T_{ж}(z,t) = \theta_o + \frac{\Gamma}{\beta}(\beta z - 1) + (T_y - \theta_o + \frac{\Gamma}{\beta})e^{-\beta z}, \quad (4.1)$$

где $\beta = \pi K / qc_{ж}$.

Полный линейный коэффициент теплопередачи при нагнетании горячей воды непосредственно через обсадную колонну определяется по формуле

$$K = \frac{2}{\frac{1}{\lambda} \ln \frac{r_t}{r_c}}, \quad (4.2)$$

где r_c – радиус скважины в м.

Условный радиус теплового влияния:

$$r_t \approx 2\sqrt{\alpha \cdot t}; \quad \alpha = \frac{\lambda}{c_n \rho_n},$$

где θ_o – среднегодовая температура на поверхности, °С;

z – вертикальная координата, м;

Γ – геотермический градиент, 0,02 °С/м;

T_y – температура теплоносителя на устье, °С;

q – расход теплоносителя, м³/с;

$c_{ж}$ – объемная теплоемкость нагнетаемой воды, Дж/м³·°С;

λ – теплопроводность пород, Вт/м·°С;

α – коэффициент температуропроводности, м²/с;

c_n – весовая теплоемкость пород, Дж/кг·°С;

ρ_n – плотность пород, кг/м³;

t – время, с;

r_c – радиус скважины, м.

4.2 Температура на забое скважины

Избыточная температура теплоносителя на забое скважины:

$$\Delta T_c = \Delta T_y \cdot e^{-H\beta} + f(\Gamma, H, \beta), \quad (4.3)$$

где $\Delta T_c = T_c - \theta_o$; $\Delta T_y = T_y - \theta_o$; $f(\Gamma, H, \beta) = \Gamma \cdot H - \frac{\Gamma}{\beta}(1 - e^{-H\beta})$,

T_c – температура теплоносителя на забое скважины, °С;

H – глубина скважины, м.

Остальные обозначения приведены выше.

4.3 Потери тепла в стволе скважины

Суммарное количество подведенного к устью скважины тепла:

$$Q_y = q \cdot c_{ж} \cdot \Delta T_y \cdot t. \quad (4.4)$$

Потери тепла по стволу скважины:

$$Q_{ном} = \frac{2\pi\lambda_n \cdot \Delta T_{cp} \cdot H \cdot t}{\ln \frac{2\sqrt{\alpha \cdot t}}{r_c}}, \quad (4.5)$$

ΔT_{cp} – средний температурный напор в стволе скважины;

$$\Delta T_{cp} = T_{cp} - \bar{T}_{пор},$$

$$T_{cp} = \frac{\theta_o + T_c}{2},$$

$$\bar{T}_{пор} \approx \frac{H\Gamma_r + \theta_o}{2}.$$

Все обозначения приведены выше.

Коэффициент теплопотерь

$$\eta = \frac{Q_{ном}}{Q_y}. \quad (4.6)$$

Пример. В скважину глубиной $H=2000$ м через эксплуатационную колонну диаметром $0,168$ м нагнетается 600 м³/сут ($q=6,94 \cdot 10^{-3}$ м³/сек) воды при температуре на устье $T_y=100^\circ\text{C}$. Среднегодовая температура на поверхности $\theta_o=18^\circ\text{C}$, геотермический градиент $\Gamma=0,02^\circ\text{C}$ на 1 м. Тепловые свойства окружающих скважину горных пород: $\lambda=2,336$ Вт/м⁰С; $c=2,72 \cdot 10^6$ Дж/м³·°С; $\alpha=0,857 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Результаты расчетов распределения температуры по стволу скважины, выполненных по формуле 4.1, представлены на рис. 4.1. В условиях рассматриваемого примера температура на забое скважины медленно растет и через один год достигнет 88°C .

Для изучения характера влияния различных факторов (времени, расхода воды и др.) на коэффициент теплопотерь в стволе скважины при нагнетании горячей воды, применительно к условиям вышеприведенного примера, по формулам 4.4-4.6 выполнены расчеты, которые показывают, что коэффициент теплопотерь во времени убывает, особенно сильно в начале процесса (рис. 4.2). В рассматриваемом примере потери тепла по истечении 1 года составляют примерно 16% от суммарного количества тепла, подведенного к устью скважины.

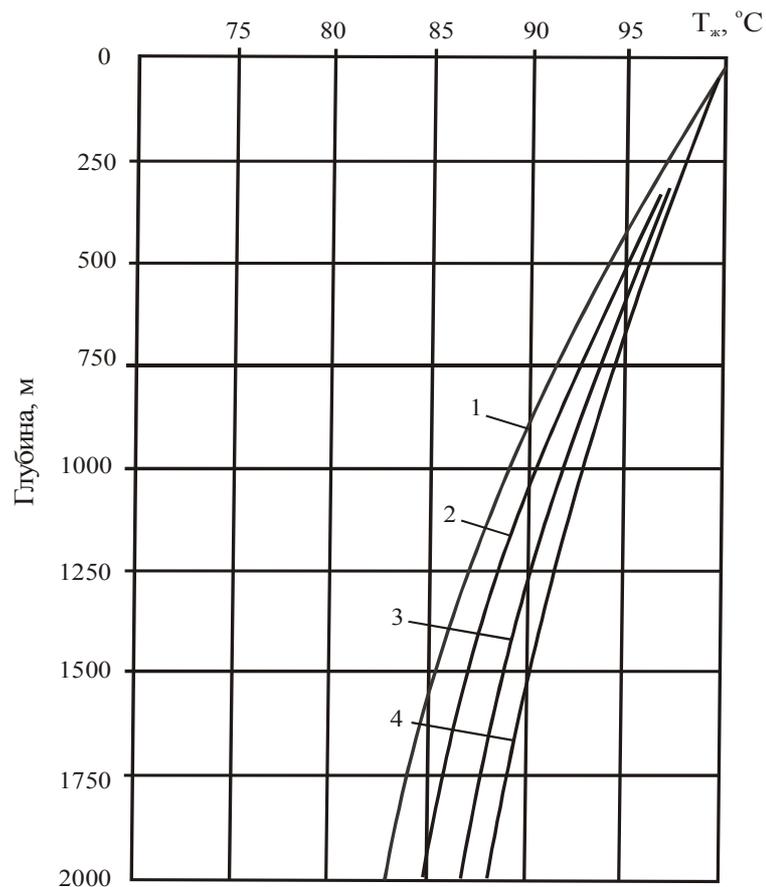


Рисунок 4.1 – Распределение температуры по стволу нагнетательной:
скважины

$$q=600 \text{ м}^3/\text{сут}, T_y=100^\circ\text{C},$$

1 – 10 суток, 2 – 1 месяц, 3 – 6 месяцев, 4 – год

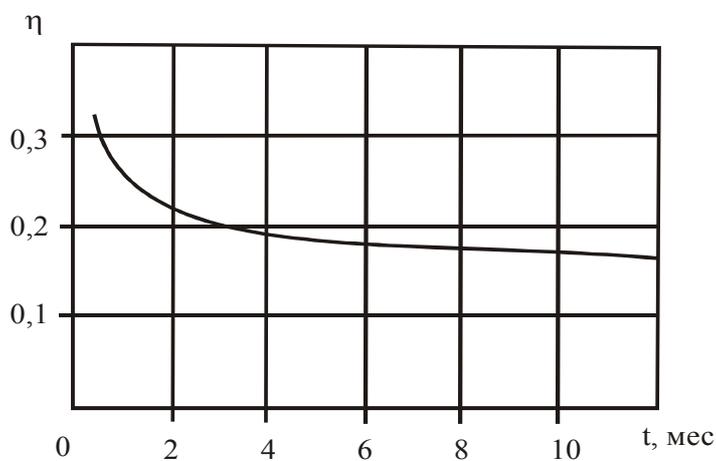


Рисунок 4.2 - Изменение коэффициента теплотерь в стволе скважины во
времени:

$$q=600 \text{ м}^3/\text{сут}, H=2000 \text{ м}, T_y=100^\circ\text{C}$$

При увеличении расхода жидкости коэффициент теплопотерь резко снижается, особенно в случае значительной продолжительности нагнетания (рис. 4.3). Повышение же температуры нагнетаемой жидкости приводит к некоторому увеличению этого коэффициента.

Потери тепла в стволе скважины могут быть полностью исключены при использовании для нагревания рабочего агента специальных глубинных устройств, помещаемых непосредственно на забой скважины.

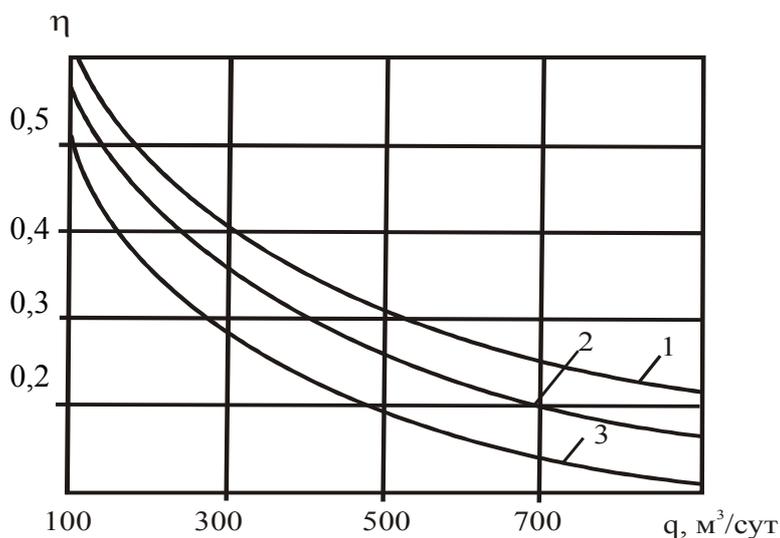


Рисунок 4.3 - Зависимость коэффициента теплопотерь в стволе скважины от расхода жидкости:
 $H=2000$ м, $T_y=100^\circ\text{C}$,
1 – 1 месяц, 2 – 2 месяца, 3 – 1 год

5 РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ НАГНЕТАНИИ В ПЛАСТ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ

5.1 Понятие о температурном и гидродинамическом фронтах

Фронтом температуры (или температурным фронтом) называется скачкообразное распределение температуры в пласте. Теоретически температурный фронт получается при расчете конвективного переноса тепла в «термоизолированном» пласте, т.е. при расчете распределения температуры без учета теплопроводности пласта и потерь тепла в кровлю и подошву. В этом случае по пласту будет распространяться прямоугольный температурный фронт с температурой, равной температуре нагнетаемого рабочего агента на входе в пласт, как это схематически показано на рис.5.1а.

Положение такого конвективного температурного фронта определяется из уравнения теплового баланса. В случае линейного течения будем иметь:

$$v_{жс} \cdot c_{жс} \cdot \rho_{жс} \cdot h \cdot t \cdot (T_c - T_o) = x_{\phi} \cdot h \cdot c_n \cdot \rho_n \cdot (T_c - T_o), \quad (5.1)$$

откуда

$$x_{\phi} = \frac{v_{жс} \cdot c_{жс} \cdot \rho_{жс} \cdot t}{c_n \cdot \rho_n}, \quad (5.2)$$

где $v_{жс}$ – скорость фильтрации, м/с; $c_{жс} \cdot \rho_{жс}$ – объемная теплоемкость теплоносителя, дж/м³·град; h – толщина пласта (точнее интервал приема теплоносителя), м; T_c – температура теплоносителя на забое скважины, °С; T_o – начальная температура пласта; t – время, часы; $c_n \cdot \rho_n$ – объемная теплоемкость пород пласта, дж/м³·°С.

Аналогично в случае радиального течения получим:

$$q_{жс} \cdot c_{жс} \cdot \rho_{жс} \cdot t \cdot (T_c - T_o) = \pi r_{\phi}^2 \cdot h \cdot c_n \cdot \rho_n \cdot (T_c - T_o), \quad (5.3)$$

откуда

$$r_{\phi} = \sqrt{\frac{q_{жс} \cdot c_{жс} \cdot \rho_{жс} \cdot t}{\pi h c_n \rho_n}}. \quad (5.4)$$

При учете теплопроводности «термоизолированного пласта» температурный фронт «размазывается» и принимает вид, показанный схематически на рис.5.1 б.

Более реальный вид температурный профиль принимает при учете не только конвективного переноса тепла, но и теплопроводности пласта и потерь тепла в окружающие породы, который изображен на рис.5.1в кривой линией.

Пример. Определить положение конвективного температурного фронта при нагнетании в пласт горячей воды при следующих условиях:

$q_{жс} \approx 500$ м³/сут $\approx 20,8$ м³/час; $t=1$ год=365х24 = 8760 часов; $h = 10$ м; $c_{жс}=4,187$ кДж/кг°С; $\rho_{жс}=1000$ кг/м³; $c_n \rho_n=2500$ кДж/м°С.

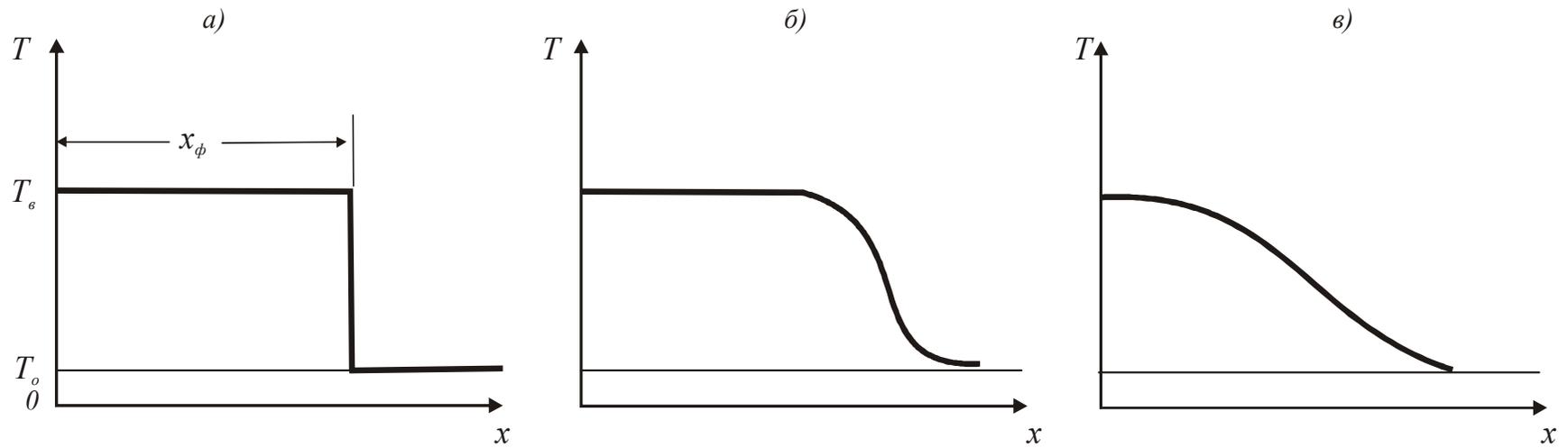


Рисунок 5.1 – Схематизированное изображение температурного профиля при нагнетании горячей несжимаемой жидкости:

- а) «теплоизолированный пласт» без учета теплопроводности пласта;
- б) «теплоизолированный пласт» с учетом теплопроводности;
- в) «нетеплоизолированный пласт» с учетом теплопроводности и потерь тепла в кровлю и подошву

По формуле 5.4 получаем:

$$r_{\phi} = \sqrt{\frac{20,8 \cdot 4,187 \cdot 1000 \cdot 8760}{\pi \cdot 10 \cdot 2500}} \approx 99 \text{ м.}$$

При фильтрации через пористую среду теплоноситель отдает тепло породе пласта и постепенно охлаждается до начальной температуры пласта. Поэтому впереди теплового фронта движется фронт холодной воды или гидродинамический фронт.

К важным особенностям процесса теплового воздействия на пласт относится значительное отставание теплового фронта от гидродинамического. Положение гидродинамического фронта можно определить из уравнения материального баланса:

$$\pi r_r^2 \cdot h \cdot m \cdot (S_{нач} - S_{ост}) = q_{ж} \cdot t,$$

где m – пористость пласта; $S_{нач}$ – начальная нефтенасыщенность; $S_{ост}$ – остаточная нефтенасыщенность,

откуда

$$r_r = \sqrt{\frac{q_{ж} \cdot t}{\pi h \cdot m (S_{нач} - S_{ост})}}. \quad (5.5)$$

При $m=0,2$, $S_{нач}=0,8$ и $S_{ост}=0,5$ и принятых в предыдущем примере значениях h , $q_{ж}$ и t радиус гидродинамического фронта r_r составит 311 м. Таким образом, гидродинамический фронт опережает тепловой более, чем в 3 раза.

5.2 Расчет распределения температуры в продуктивном пласте и окружающих породах

Наиболее удобной для практического применения считается математическая модель Х.А. Ловерье.

Исходные предпосылки математической модели Х.А. Ловерье сводятся к следующим положениям:

- пласт и окружающие породы однородны в геологическом отношении и изотропны в отношении тепловом;
- тепло в пласте распространяется только посредством вынужденной конвекции и только в горизонтальном направлении;
- потери тепла в окружающие породы происходят только за счет теплопроводности и только в вертикальном направлении;
- в пласт нагнетается несжимаемый теплоноситель – горячая вода при неизменном расходе и при постоянной температуре на входе в пласт;

- начальная (невозмущенная) температура пласта и окружающих пород одинакова и распределена равномерно (т.е. пренебрегается геотермическим изменением температуры по глубине);

- теплофизические свойства рассматриваемой системы (пласта, окружающих пород и нагнетаемого рабочего агента) не зависят от температуры.

Как видно из перечисленных предпосылок, математическая модель Х.А.Ловерье учитывает не все элементы механизма распространения тепла в пласте и в окружающих породах. Основными допущениями этой модели, которые делают ее приближенной в физическом отношении, считается неучет горизонтальной теплопроводности в пласте и в окружающих породах и вертикальной теплопроводности в самом пласте.

В этой модели под «пластом» понимается только интервал приемистости, точнее интервал фильтрации нагнетаемого рабочего агента. Как показывают промышленные замеры, интервал приемистости на практике редко превышает половину перфорированной нефтенасыщенной толщины пласта. Следовательно, вся нефтенасыщенная часть пласта за пределами (т.е. выше или ниже) интервала приемистости в математической модели Х.А. Ловерье относится к окружающим породам.

Х.А. Ловерье получил следующие формулы:

для пласта:

$$\frac{T - T_0}{T_e - T_0} = \operatorname{erfc} \left[\frac{\xi}{2 \sqrt{\frac{c_n \cdot \rho_n}{c \cdot \rho} (\tau - \xi)}} \right] \cdot \sigma^* (\tau - \xi), \quad (5.6)$$

для окружающих пород:

$$\frac{\theta - T_0}{T_e - T_0} = \operatorname{erfc} \left[\frac{\xi + |\eta| - 1}{2 \sqrt{\frac{c_n \cdot \rho_n}{c \cdot \rho} (\tau - \xi)}} \right] \cdot \sigma^* (\tau - \xi), \quad (5.7)$$

$c_n \cdot \rho_n$ – объемная теплоемкость пласта, кДж/м³·°С; $c \cdot \rho$ – объемная теплоемкость окружающих пород, кДж/м³·°С; λ – теплопроводность окружающих пород, кДж/м·час·°С.

Единичная функция определена условиями:

$$\sigma^* (\tau - \xi) = \begin{cases} 0 & \text{при } (\tau - \xi) \leq 0 \\ 1 & \text{при } (\tau - \xi) > 0 \end{cases}. \quad (5.8)$$

Безразмерные переменные ξ , τ , η равны:

$$\xi = \frac{4\lambda x}{v_{жс} c_{жс} \rho_{жс} h^2}, \quad \tau = \frac{4\lambda t}{c_n \rho_n h^2}, \quad \eta = \frac{2z}{h}. \quad (5.9)$$

Применительно к случаю радиального течения теплоносителя (горячей воды) достаточно принять:

$$\xi = \frac{4\pi \lambda r^2}{q_{жс} c_{жс} \rho_{жс} h}. \quad (5.10)$$

Остальные безразмерные переменные остаются без изменений.

$$erfc(x) = 1 - erf(x).$$

Для определения значений интеграла вероятности (или функции вероятности) $erf(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-u^2} du$ имеются подробно составленные таблицы.

В таблице 2 приложения приведены значения функции $erfc(x)$, которые можно использовать при расчетах.

Как указывалось выше, математическая модель Х.А. Ловерье не учитывает изменения температуры по толщине пласта – температура по толщине пласта считается неизменной.

Необходимо отметить, что известны и другие математические модели (не считая численных), например, Н.А. Авдонина, А.Б. Золотухина, М.А. Пудовкина, Л.И. Рубинштейна и др., с которыми можно ознакомиться по литературным источникам.

Для оценки доли тепла, потерянного в окружающие породы, от его количества, введенного в пласт теплоносителем, может быть использована формула:

$$\eta_{nom} = 1 - \frac{1}{\tau} \left[e^{\tau} \cdot erfc\sqrt{\tau} + \frac{2\sqrt{\tau}}{\sqrt{\pi}} - 1 \right], \quad (5.11)$$

где $\tau = \frac{4\lambda \cdot t}{h^2 \cdot c_n \rho_n}$.

Расчеты показывают, что при постоянном темпе ввода в пласт теплоносителя величина η_{nom} растет, и на какой-то стадии процесса все вводимое в пласт тепло расходуется на потери в окружающие породы.

Таким образом, для каждого темпа ввода в пласт теплоносителя существует предельный радиус прогрева пласта.

Непрерывное длительное нагнетание в пласт теплоносителя в большинстве случаев себя на практике экономически не оправдывает. Поэтому предлагаются технологии, предусматривающие создание в пласте «тепловой оторочки» (т.е. нагретого участка пласта в призабойной зоне) при непрерывном нагнетании теплоносителя с последующим продвижением этой зоны посредством нагнетания холодной (ненагретой) воды.

Формула для прогнозирования распределения температуры в этом случае получается из решения 5.6 методом суперпозиции (она также получена

Х.А. Ловерье). Сущность метода суперпозиции заключается в том, что если дифференциальное уравнение для «простой» задачи и его решение линейны, то решение более сложной задачи можно получить путем наложения (суперпозиции) соответствующих решений простых задач:

- непрерывного нагнетания горячей воды (теплоносителя) с температурой T_r в продолжение всего процесса с самого начала до его окончания, включая и нагнетание холодной воды;

- непрерывного нагнетания холодной воды с температурой T_x , начиная) с момента прекращения закачки теплоносителя (горячей воды) также до полного окончания процесса.

Необходимо обратить внимание на то, что согласно схеме при создании тепловой оторочки горячая вода (теплоноситель) закачивается в пласт, имеющий начальную невозмущенную температуру T_0 , а холодная вода закачивается уже в пласт, нагретый до температуры теплоносителя T_r .

Сложение (наложение) двух указанных задач-технологий, подчиняющихся формуле (5.6) приводит к следующему выражению

$$T - T_0 = (T_r - T_0) \cdot \operatorname{erfc} \left[\frac{\xi}{2 \cdot \sqrt{\frac{c_n \cdot \rho_n}{c \cdot \rho} (\tau - \xi)}} \right] + (T_x - T_r) \cdot \operatorname{erfc} \left[\frac{\xi}{2 \sqrt{\frac{c_n \cdot \rho_n}{c \cdot \rho} (\tau - \tau_1 - \xi)}} \right], \quad (5.12)$$

где τ_1 и τ – безразмерные выражения, соответствующие продолжительности нагнетания горячей воды T_r и полной продолжительности процесса, определяемые согласно 5.9.

Рассмотренную технологию создания тепловой оторочки с последующим продвижением посредством нагнетания холодной воды можно назвать двухэтапной (этапа нагнетания теплоносителя и этапа нагнетания холодной воды).

Пример расчета температуры пласта по формулам Х.А. Ловерье.

Исходные данные:

- расход горячей воды $q_{жс} = 500 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($\approx 20,8 \text{ м}^3/\text{час}$);
- толщина пласта (водопринимающего слоя) $h - 10 \text{ м}$;
- объемная теплоемкость пласта $c_n \cdot \rho_n = 2500, \text{ кДж}/\text{м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- объемная теплоемкость окружающих пород $c \cdot \rho = 2400 \text{ кДж}/\text{м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- объемная теплоемкость горячей воды $c_{жс} \cdot \rho_{жс} = 4187 \text{ кДж}/\text{м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- коэффициент теплопроводности окружающих пород $\lambda = 8,5 \text{ кДж}/\text{м} \cdot \text{час} \text{ } ^\circ\text{C}$.

Отметим, что этот расчетный пример не привязан к какому-нибудь конкретному объекту и носит чисто иллюстративный характер.

Для большей общности результатов расчет выполним для безразмерной температуры $\theta = \frac{T - T_o}{T_r - T_o}$. Поэтому температурой горячей воды не задаемся.

1. Определяем выражение для вычисления положения конвективного температурного фронта:

$$r_{\phi} = \sqrt{\frac{q_{жс} \cdot c_{жс} \cdot \rho_{жс} \cdot t}{\pi \cdot c_n \cdot \rho_n \cdot h}} = \sqrt{\frac{500 \cdot 4187 \cdot 365 \cdot 24 \cdot t}{24 \cdot \pi \cdot 2500 \cdot 10}} = 98,6366\sqrt{t}.$$

2. Определяем выражение для расчета безразмерного расстояния:

$$\xi = \frac{4 \cdot \pi \cdot \lambda \cdot r^2}{q_{жс} \cdot c_{жс} \cdot \rho_{жс} \cdot h} = \frac{4 \cdot \pi \cdot 8,5 \cdot 24 \cdot r^2}{500 \cdot 4187 \cdot 10} = 0,12245 \cdot 10^{-3} \cdot r^2.$$

3. Определяем выражение для расчета безразмерного времени:

$$\tau = \frac{4 \cdot \lambda \cdot t}{c_n \cdot \rho_n \cdot h^2} = \frac{4 \cdot 8,5 \cdot 365 \cdot 24 \cdot t}{2500 \cdot 100} = 1,19136 \cdot t, \quad t = \text{время в годах}$$

Далее по формуле (5.6) рассчитываем «распределение» безразмерной температуры в пласте для значений $r < r_{\phi}$.

Алгоритм дальнейших вычислений и результаты расчета для $t_r = 0,5$ года сведены в табл.5.1.

Аналогичным образом выполнены расчеты для $t = 2; 5$ и 10 лет. Полученные результаты изображены графически на рис. 5.3.

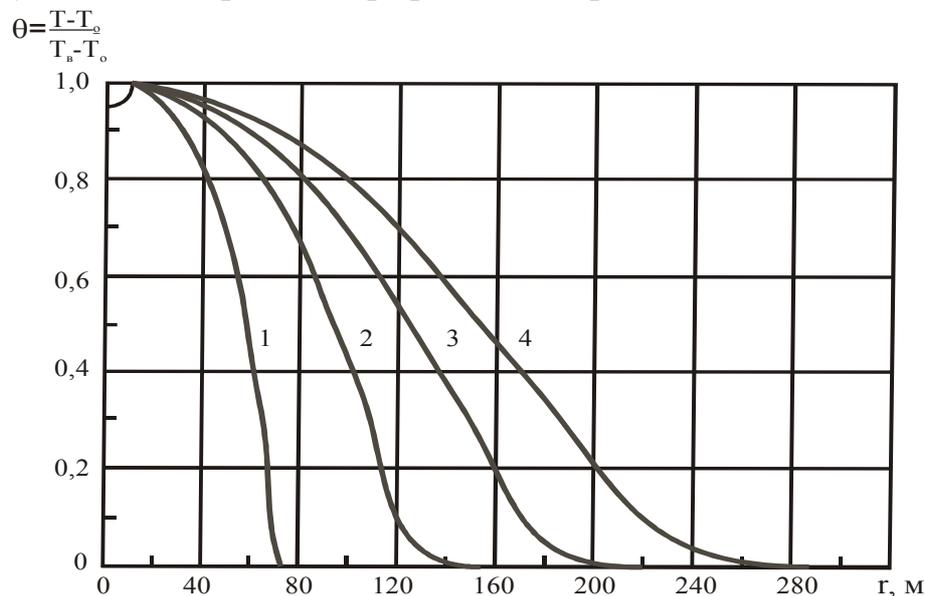


Рисунок 5.3 – Распределение безразмерной температуры в пласте при нагнетании горячей воды с расходом $500 \text{ м}^3/\text{сут}$ в продолжении:

1 – 0,5 года 2 – 2 года, 3 – 5 лет, 4 – 10 лет

Как видно из рисунка, прогрев пласта происходит сравнительно медленно - за 10 лет непрерывного нагнетания горячей воды конвективный фронт прогрева распространяется от забоя нагнетательной скважины на 300 м.

Таблица 5.1 – Пример расчета распределения температуры в пласте при нагнетании горячей воды (математическая модель Х.А. Ловерье):

$$q_{жс}=500 \text{ м}^3/\text{сут}; h=10 \text{ м}$$

r , ГОДЫ	τ	$r_{ф}$, М	r , М	r^2 , М	ξ	$\tau-\xi$	$\frac{c_n \rho_n}{c \rho} \cdot (7^*)$	$2\sqrt{(8^*)}$	$\frac{\xi}{(9^*)}$	$erfc(10^*)$	$\frac{T - T_o}{T_r - T_o} = 1 - (11^*)$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0,5	0,59568	70	10	100	0,01225	0,58343	0,60774	1,55915	0,00786	0	1
			20	400	0,04898	0,54670	0,56948	1,50928	0,03245	0,966	0,966
			30	900	0,11021	0,48547	0,50570	1,42225	0,07749	0,910	0,910
			40	1600	0,19592	0,39976	0,41642	1,29061	0,15180	0,832	0,832
			50	2500	0,30613	0,28955	0,30162	1,09840	0,27871	0,691	0,693
			60	3600	0,44082	0,15486	0,16131	0,80327	0,54878	0,437	0,437
			70							0	0

*цифры в круглых скобках в «шапке» означают номер столбца

Значения размерных температур можно определить по формуле

$$T=T_o+\theta \cdot (T_r-T_o).$$

Следует добавить, что приведенный расчет выполнен для идеально однородного пласта. В природных условиях в силу неоднородности строения продуктивных пластов в более проницаемом направлении прогрев может реализоваться на значительно большую глубину.

Как уже указывалось, математическая модель Х.А. Ловерье только приближенно учитывает механизм прогрева пласта при нагнетании теплоносителей. Поэтому она применяется для оперативных инженерных расчетов. При составлении проектных документов по применению термических технологий на конкретных объектах тепловые расчеты выполняются на компьютерах с использованием современных программных продуктов, например программного комплекса CMG.

5.3 Расчет добычи нефти и нефтеотдачи при закачке в пласт горячей воды

Многочисленные лабораторные исследования показывают, что с уменьшением вязкости нефти коэффициент нефтеотдачи возрастает. В свою очередь вязкость нефти зависит от температуры и уменьшается с увеличением последней, поэтому в более прогретых зонах пласта остаточная нефтенасыщенность будет меньше, чем в менее прогретых. Для каждого конкретного месторождения на основании лабораторных исследований можно определить зависимость вязкости нефти и остаточной нефтенасыщенности от температуры.

Таким образом, если известны распределение температуры в пласте в каждый момент времени, и зависимость остаточной нефтенасыщенности от температуры, то можно путем интегрирования кривых определить среднюю величину остаточной нефтенасыщенности пласта и величину нефтеотдачи в любой момент времени.

С учетом вышеизложенного принимается следующий порядок расчета нефтеотдачи пласта при закачке горячей воды.

1. Рассчитываем кривые распределения температуры в пласте по формулам Ловерье для заданных моментов времени.

2. Используя кривые распределения температуры и зависимость остаточной нефтенасыщенности от температуры определяем среднюю остаточную нефтенасыщенность в радиусе прогрева.

3. Зная начальную и остаточную нефтенасыщенность определяем текущую нефтеотдачу пласта в радиусе прогрева на каждый момент времени.

4. Для расчета ежегодной добычи нефти необходимо рассчитать остаточную нефтенасыщенность и нефтеотдачу пласта на конец каждого года.

Годовая добыча нефти равна:

$$q_{\Gamma} = Q_{нач} \cdot \Delta\eta,$$

где $Q_{нач}$ – начальные геологические запасы нефти в радиусе прогрева, тыс.т;
 $\Delta\eta$ - прирост нефтеотдачи за расчетный год в радиусе прогрева.

Расчет нефтеотдачи пласта на площади разрабатываемого элемента выполняется по следующей формуле:

$$\eta = \frac{F_1 \cdot (S_{нач} - S_{ост})}{F_2 \cdot S_{нач}},$$

где F_1 – площадь прогретой зоны; $F_1 = \pi r_{\phi}^2$;

F_2 – площадь разрабатываемого элемента;

$S_{нач}$ – начальная нефтенасыщенность пласта;

$S_{ост}$ – остаточная нефтенасыщенность на площади F_1 .

Пример расчета нефтеотдачи пласта при закачке горячей воды на площади кругового элемента радиусом 200 м.

Для расчета нефтеотдачи пласта используем результаты расчета распределения безразмерной температуры в пласте, выполненные в разделе 5.2 (см.рис.5.3).

Для перехода к размерным температурам зададимся начальной температурой пласта и температурой горячей воды на забое нагнетательной скважины – $T_o=20^{\circ}\text{C}$; $T_{\phi}=200^{\circ}\text{C}$.

На рис.5.4 приведено распределение размерной температуры в пласте через 0,5 года, построенной на основании кривой 1 рисунка 5.3, из которого видно, что величина радиуса прогрева пласта через 0,5 года составляет около 70 м. Принимаем ступенчатую аппроксимацию этой температурной кривой и определяем остаточную нефтенасыщенность на каждом интервале Δr , условно используя линейную зависимость остаточной нефтенасыщенности от температуры:

$$S_{ост}(T) = S_{нач} - \frac{S_{нач} - S_{ост}(T_{\phi})}{T_{\phi} - T_o} \cdot (\bar{T} - T_o), \quad (5.13)$$

где $S_{нач}$ – начальная нефтенасыщенность пласта; $S_{ост}(T_{\phi})$ – остаточная нефтенасыщенность при температуре горячей воды. Принимаем $S_{нач}=0,8$ и $S_{ост}(T_{\phi})=0,4$, \bar{T} – средняя температура пласта в интервале Δr .

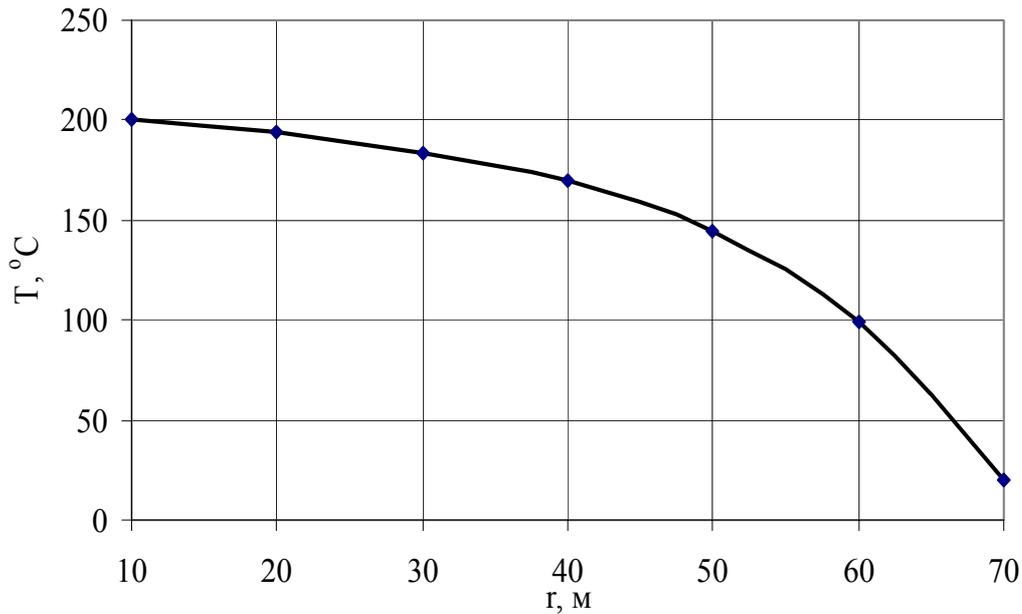


Рисунок 5.4 – Распределение температуры в пласте через 0,5 года

Отметим, что для конкретного месторождения используются экспериментальные зависимости.

Принимаем величину интервала ступени по радиусу Δr м. Отметим, что с уменьшением величины интервала точность расчета повышается.

Для каждого интервала (ступени) по графику рис.5.4 определяем среднее значение температуры. Затем по формуле (5.13) определяем среднюю остаточную нефтенасыщенность, соответствующую среднему значению температуры в каждом интервале.

Средняя остаточная нефтенасыщенность в радиусе прогрева r_ϕ определяется как средневзвешенная величина по следующей формуле:

$$\bar{S}_{ост} = \frac{r_1^2 \cdot S_1 + (r_2^2 - r_1^2) \cdot S_2 + \dots + (r_n^2 - r_{n-1}^2) \cdot S_n}{r_\phi^2}. \quad (5.14)$$

Нефтеотдача пласта в радиусе прогрева на каждый момент времени определяется по следующей формуле:

$$\eta = \frac{S_{нач} - \bar{S}_{ост}}{S_{нач}}.$$

Результаты расчета остаточной нефтенасыщенности через 0,5 года после начала закачки горячей воды приведены в табл.5.2.

Таблица 5.2

Интервал Δr , м	Средняя температура в интервале, °С*	Остаточная нефтенасыщенность в интервале, доли ед.	Средняя остаточная нефтенасыщенность в радиусе r_{ϕ} , доли ед.
0 - 10	200	0,40	0,55
10 - 20	197	0,41	
20 - 30	190	0,42	
30 - 40	177	0,45	
40 - 50	158	0,49	
50 - 60	122	0,57	
60 - 70	60	0,71	

* средняя температура в интервале принимается, как среднее арифметическое значение между температурой пласта в начале и в конце интервала.

Нефтеотдача пласта через 0,5 года в радиусе прогрева 70 м:

$$\eta = \frac{0,8 - 0,55}{0,8} = 0,31.$$

Нефтеотдача пласта на площади разрабатываемого элемента радиусом 200 м:

$$\eta = \frac{F_1 \cdot (S_{нач} - S_{ост})}{F_2 \cdot S_{нач}} = \frac{r_{\phi}^2 (S_{нач} - S_{ост})}{R^2 \cdot S_{нач}} = \frac{70^2 \cdot (0,8 - 0,55)}{200^2 \cdot 0,8} = 0,038,$$

где R – радиус разрабатываемого элемента.

6 РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ ЗАКАЧКЕ В ПЛАСТ ПАРА

6.1 Радиус паровой зоны

Рассмотрим нагнетание сухого насыщенного пара (с постоянным массовым расходом) в единичную скважину. Принимаем, что давление в зоне пара постоянно и равно расчетному (за величину этого давления можно принять, например, среднее его значение на границах зоны). Потерями тепла через кровлю и подошву пласта пренебрегаем.

При указанных условиях вся скрытая теплота парообразования будет расходоваться на образование зоны пара, т.е. $q_n t c_r = \pi r_1^2 h c_n$,

откуда радиус паровой зоны:

$$r_1 = \sqrt{\frac{q_n c_r t}{\pi \cdot h \cdot c_n^1}}, \quad (6.1)$$

где q_n – массовый расход нагнетаемого пара, кг/ч;

t – время нагнетания пара, ч;

c_r – скрытая теплота парообразования, Дж/кг;

h – толщина пласта, м;

c_n^1 – объемное теплосодержание пласта в паровой зоне, Дж/м³.

Поскольку в образовании паровой зоны участвует только скрытая теплота парообразования c_r , то удельное теплосодержание пласта в этой зоне можно вычислить по формуле:

$$c_n^1 = m c_r \rho_r + (1 - m) c_{ск} \rho_{ск} \Delta T_n, \quad \text{кДж/м}^3 \quad (6.2)$$

где ρ_r – плотность пара, кг/м³;

$c_{ск}$ – удельная теплоемкость скелета пласта, кДж/кг⁰С;

$\rho_{ск}$ – плотность скелета пласта, кг/м³;

$\Delta T_n = T_n - T_o$;

T_n – температура пара на забое скважины;

T_o – начальная температура пласта, ⁰С;

m – пористость пласта.

6.2 Площадь паровой зоны и тепловая эффективность процесса

Расчет площади паровой зоны выполняется согласно математической модели Маркса-Лангенхейма.

В математической модели Маркса-Лангенхейма, как и в модели Х.А. Ловерье, учитывается только конвективный перенос тепла в пласте нагне-

таемым теплоносителем и потери тепла в кровлю и подошву за счет теплопроводности в вертикальном направлении. Теплофизические свойства рассматриваемой системы (пласт, окружающие породы и нагнетаемый рабочий агент) принимаются независимыми от температуры и давления. Расход теплоносителя и его температура принимаются также неизменными. Поскольку в математической модели Маркса-Лангенхейма предусматривается применять в качестве теплоносителя водяной пар, то температура нагретой части пласта принимается неизменной и равной температуре нагнетаемого теплоносителя на забое скважины.

Площадь паровой зоны:

$$A(t) = \frac{H_o \cdot h}{4\lambda_n(T_n - T_o)} \left[e^{\tau^2} \cdot \operatorname{erfc}(\tau) + \frac{2\tau}{\sqrt{\pi}} - 1 \right], \quad (6.3)$$

где H_o – темп ввода тепла в пласт, кДж/час

$$H_o = q_n(c_r \cdot x_r + i_{жс} - c_{жс} \cdot T_o), \quad (6.4)$$

где c_r – теплота парообразования воды, кДж/кг;

x_r – степень сухости пара, доли единицы;

$i_{жс}$ – теплосодержание воды при температуре на входе в пласт, кДж/кг;

$c_{жс}, \rho_{жс}$ – удельная теплоемкость (кДж/кг⁰С) и плотность (кг/м³) воды;

T_n – температура нагнетаемого рабочего агента на входе в пласт, °С;

$c_{жс}$ – удельная теплоемкость воды при начальной температуре T_o ;

λ_n – теплопроводность пород.

$$\tau = \frac{2\lambda_n}{\rho_n \cdot c_n \cdot h \cdot \sqrt{\alpha_n}} \cdot \sqrt{t},$$

$$\alpha_n = \frac{\lambda_n}{c_n \rho_n}, \quad (6.5)$$

α_n – коэффициент температуропроводности, м²/час. Остальные обозначения прежние.

Тепловая эффективность процесса или коэффициент теплоиспользования:

$$\eta_\tau = \frac{A(t) \cdot h \cdot c_n'}{H_o \cdot t}. \quad (6.6)$$

Пример расчета площади паровой зоны и тепловой эффективности процесса по формулам Маркса-Лангенхейма.

Исходные данные:

$q_n=8000$ кг/час $\approx 2,22$ кг/с; $h=20$ м; $T_n=250^\circ\text{C}$; $T_o=20^\circ\text{C}$; $\lambda_n=0,002$ кДж/м·с⁰С; $c_n = 1,1$ кДж/кг⁰С; $x_r = 0,7$; $m=0,2$; $c_{ск} = 0,85$ кДж/кг⁰С; $\rho_{ск}=2500$ кг/м³; $\rho_n=2000$ кг/м³; $t=100, 300, 500$ и 1000 суток.

Выполним расчеты для $t_1=100$ суток.

1. Определим H_o

$$H_o = q_n (c_r \cdot x_r + i_{жс} - c_{жс} \cdot T_o) = 2,22(1705 \cdot 0,7 + 1087 - 4,18 \cdot 20) \approx 4877,1 \text{ кДж/с.}$$

Значения c_r и $i_{жс}$ находим из таблиц свойств воды и пара на линии насыщения (таблица 1 приложения).

2. Определим τ :

$$\tau = \frac{2\lambda_n}{\rho_n \cdot c_n \cdot h \sqrt{\alpha_n}} \cdot \sqrt{t} = \frac{2 \cdot 0,002}{2000 \cdot 1,1 \cdot 20 \cdot \sqrt{0,9 \cdot 10^{-6}}} \cdot \sqrt{100 \cdot 86400} = 0,281,$$

$$\alpha_n = \frac{\lambda_n}{c_n \cdot \rho_n} = \frac{0,002}{1,1 \cdot 2000} = 0,9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с.}$$

3. Площадь прогретой зоны:

$$A(t_1) = \frac{H_o \cdot h}{4\lambda_n \cdot (T_n - T_o)} \cdot \left[e^{\tau^2} \cdot \operatorname{erfc}(\tau) + \frac{2\tau}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] =$$

$$= \frac{4877,1 \cdot 20}{4 \cdot 0,002 \cdot (250 - 20)} \cdot \left[e^{0,281^2} \cdot \operatorname{erfc}(0,281) + \frac{2 \cdot 0,281}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] = 3502 \text{ м}^2.$$

$\operatorname{erfc}(\tau)$ находим из приложения Б.

4. Тепловая эффективность процесса:

$$\eta_T = \frac{A(t) \cdot h \cdot c_n^l}{H_o \cdot t} = \frac{3424 \cdot 20 \cdot 397820}{4877,1 \cdot 8640000} = 0,661,$$

$$c_n^l = m \cdot c_r \cdot \rho_r + (1 - m) \cdot c_{жс} \cdot \rho_{жс} \cdot (T_n - T_o) = 0,2 \cdot 1705 \cdot 20 + 0,8 \cdot 0,85 \cdot 2500 \cdot (250 - 20) =$$

$$= 397820 \text{ кДж/м}^3.$$

Аналогично выполняются расчеты и для других значений времени. Полученные значения $A(t)$ и η_T приведены на рис.6.1.

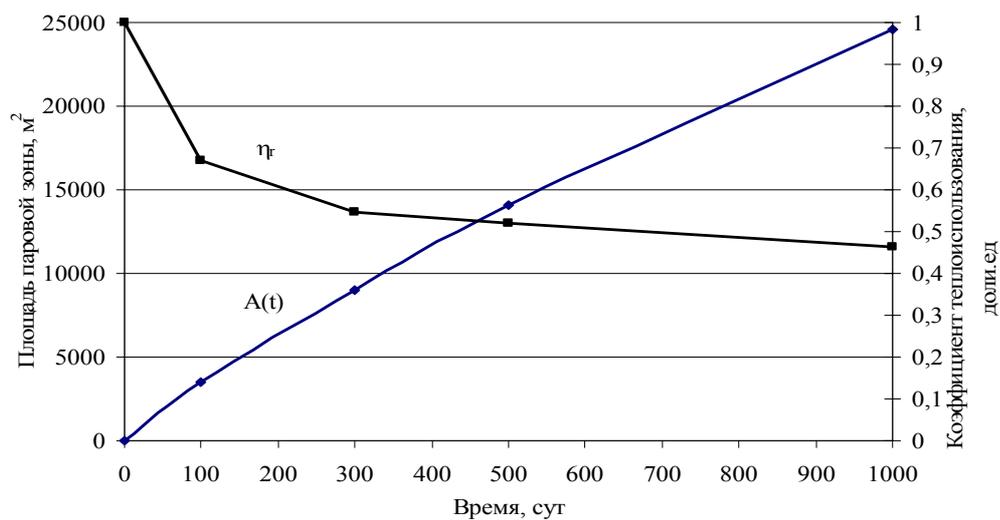


Рисунок 6.1 – Динамика площади паровой зоны и коэффициента теплоиспользования

7 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПАРОЦИКЛИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК (ПЦО) СКВАЖИН

Технология ПЦО скважин включает 3 стадии:

- закачка пара;
- прекращение закачки и пропитка призабойной зоны пласта паром;
- добыча нефти.

7.1 Радиус прогрева пласта

В связи с небольшой продолжительностью стадии закачки пара (10-30 суток) можно пренебречь потерями тепла в окружающие породы и считать, что все закачанное тепло концентрируется в нефтяном пласте. В этом случае радиус прогрева определяется из уравнения теплового баланса:

$$q_n \cdot c_r \cdot t = \pi \cdot R^2 \cdot h \cdot c'_n,$$

откуда радиус прогрева

$$R_n = \sqrt{\frac{q_n \cdot c_r \cdot t}{\pi \cdot h \cdot c'_n}}. \quad (7.1)$$

Все обозначения прежние.

7.2 Начальный дебит скважины после ПЦО

$$q_n = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu(T_n) \cdot \ln \frac{R_n}{R_c} + \mu(T_o) \cdot \ln \frac{R_k}{R_n}}, \quad (7.2)$$

где P_k – пластовое давление на контуре питания, Па;

P_c – забойное давление в скважине в период отбора продукции, Па;

$\mu(T_n)$ – средняя вязкость нефти в прогретой зоне, Па·с;

$\mu(T_o)$ – вязкость нефти при начальной пластовой температуре, Па·с;

R_c – радиус скважины, м;

R_k – радиус контура питания, м;

k – проницаемость пласта, м².

7.3 Кратность увеличения дебита скважины после ПЦО

Кратность увеличения дебита скважины после ПЦО:

$$K = \frac{q_n}{q_{баз}}, \quad (7.3)$$

где q_n – начальный дебит после ПЦО, м³/сут;

$q_{баз}$ – базовый дебит до ПЦО, м³/сут.

$$q_{\text{баз}} = \frac{2\pi kh(P_{\kappa} - P_c)}{\mu(T_o) \cdot \ln \frac{R_{\kappa}}{R_c}}. \quad (7.4)$$

Пример расчета ПЦО скважины.

Для расчета радиуса прогрева используем исходные данные из примера раздела 6.2. Продолжительность цикла закачки пара принимаем 20 суток.

$$\text{Тогда, } R_n = \sqrt{\frac{8000 \cdot 1705 \cdot 20 \cdot 24}{\pi \cdot 20 \cdot 397820}} = 16,2 \text{ м.}$$

Для расчета начального дебита скважины после ПЦО принимаем:

$\kappa = 10^{-12} \text{ м}^2$, $R_{\kappa} = 12 \text{ МПа}$, $P_c = 7 \text{ МПа}$, $R_c = 0,05 \text{ м}$, $R_{\kappa} = 100 \text{ м}$, $\mu(T_n) = 0,02 \text{ Па}\cdot\text{с}$, $\mu(T_o) = 0,7 \text{ Па}\cdot\text{с}$. Остальные данные – из раздела 7.1.

$$q_n = \frac{2\pi \cdot 10^{-12} \cdot 20 \cdot (12 - 7) \cdot 10^6}{0,02 \cdot \ln \frac{16,2}{0,05} + 0,7 \cdot \ln \frac{100}{16,2}} = 0,452 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \approx 39,1 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Базовый дебит скважины до ПЦО:

$$q_{\text{баз}} = \frac{2\pi \cdot 10^{-12} \cdot 20 \cdot (12 - 7) \cdot 10^6}{0,7 \cdot \ln \frac{100}{0,05}} = 0,118 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \approx 10,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Кратность увеличения дебита после ПЦО:

$$K = \frac{39,1}{10,2} = 3,83.$$

Приложение А

Зависимость температуры кипения воды ($T_{\text{кип}}$), теплосодержания жидкости ($i_{\text{жс}}$) и теплоты парообразования (c_r) от давления ($P_{\text{абс}}$)

$P_{\text{абс}}, \text{МПа}$	$T_{\text{кип}}, ^\circ\text{C}$	$i_{\text{жс}}, \text{кДж/кг}$	$c_r, \text{кДж/кг}$
0,1	99,1	415,3	2259,2
0,15	110,8	464,7	2227,4
0,2	119,6	502,0	2202,3
0,24	125,5	527,1	2185,5
0,3	132,9	558,5	2164,6
0,4	142,9	601,6	2135,3
0,5	151,1	636,8	2110,1
0,6	158,1	667	2089,2
0,7	164,2	693,8	2068,3
0,8	169,6	717,6	2051,5
0,9	174,5	739,0	2034,8
1,0	179,0	759,1	2018,0
1,1	183,2	777,5	2001,3
1,2	187,1	794,7	1988,7
1,3	190,7	810,6	1976,2
1,4	194,1	826,1	1963,6
1,5	197,4	840,3	1951
1,6	200,4	854,1	1938,5
1,7	203,4	867,5	1925,9
1,8	206,1	880,1	1917,6
1,9	208,8	892,2	1905
2,0	211,4	903,9	1896,6
3,0	232,8	1003,2	1800,3
4,0	249,2	1080,2	1720,8
5,0	262,7	1147,2	1645,4
6,0	274,3	1205,8	1578,4
7,0	284,5	1260,2	1515,6
8,0	293,6	1310,5	1448,6
9,0	301,9	1356,5	1390
10,0	309,5	1398,4	1331,4
12,0	323,2	1482,1	1210
14,0	335,1	1557,5	1084,4
16,0	345,7	1637	954,6
18,0	355,4	1716,6	808,1
20,0	364,1	1804,5	544,3
22,4	373,6	2005,5	173,3

Приложение Б

Таблица функций

x	$erfc x$	$e^{x^2} erfc x$	$e^{x^2} erfc x + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1$	x	$erfc x$	$e^{x^2} erfc x$	$e^{x^2} erfc x + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1$
0,00	1,00000	1,00000	0,00000	1,00	0,15730	0,42758	0,55596
0,02	0,97744	0,97783	0,00039	1,05	0,13756	0,41430	0,59910
0,04	0,95489	0,95642	0,00155	1,10	0,1198	0,40173	0,64295
0,06	0,93238	0,93574	0,00344	1,15	0,10388	0,38983	0,68746
0,08	0,90992	0,91576	0,00603	1,20	0,08969	0,37854	0,73259
0,10	0,88754	0,89646	0,00929	1,25	0,0771	0,36782	0,77830
0,12	0,86524	0,87779	0,0132	1,30	0,06599	0,35764	0,82454
0,14	0,84305	0,85974	0,01771	1,35	0,05624	0,34796	0,87127
0,16	0,82099	0,84228	0,02282	1,40	0,04772	0,33874	0,91847
0,18	0,79906	0,82538	0,02849	1,45	0,04031	0,32996	0,96611
0,20	0,77730	0,80902	0,0347	1,50	0,0339	0,32159	1,01415
0,22	0,75570	0,79318	0,04142	1,55	0,02838	0,31359	1,06258
0,24	0,73430	0,77784	0,04865	1,60	0,02365	0,30595	1,11136
0,26	0,71310	0,76297	0,05635	1,65	0,01962	0,29865	1,16048
0,28	0,69212	0,74857	0,06461	1,70	0,01621	0,29166	1,20991
0,30	0,67137	0,73460	0,07311	1,75	0,01333	0,28497	1,25964
0,32	0,65088	0,72106	0,08214	1,80	0,01091	0,27856	1,30964
0,34	0,63064	0,70792	0,09157	1,85	0,00889	0,27241	1,35991
0,36	0,61067	0,69517	0,10139	1,90	0,00721	0,26651	1,41043
0,38	0,59099	0,68280	0,11158	1,95	0,00582	0,26084	1,46118
0,40	0,57161	0,67079	0,12214	2,00	0,00468	0,25540	1,51215
0,42	0,55235	0,65912	0,13304	2,05	0,00375	0,25016	1,56334
0,44	0,53378	0,64779	0,14428	2,10	0,00298	0,24512	1,61472
0,46	0,51534	0,63679	0,15584	2,15	0,00236	0,24027	1,66628
0,48	0,49725	0,62609	0,16771	2,20	0,00186	0,23559	1,71803
0,50	0,47950	0,61659	0,17988	2,25	0,00146	0,23129	1,76994
0,52	0,46210	0,60588	0,19234	2,30	0,00114	0,22674	1,82201
0,54	0,44506	0,59574	0,20507	2,35	0,00089	0,22255	1,87424
0,56	0,42838	0,58618	0,21807	2,40	0,00069	0,21850	1,92661
0,58	0,41208	0,57687	0,23133	2,45	0,00053	0,21459	1,97912
0,60	0,39614	0,5678	0,24483	2,50	0,00041	0,21081	2,03175
0,62	0,38059	0,55898	0,25858	2,60	0,00024	0,20361	2,13740
0,64	0,36541	0,55039	0,27256	2,70	0,00013	0,19687	2,24350
0,66	0,35062	0,54203	0,28676	2,80	0,00008	0,19055	2,35001
0,68	0,33622	0,53387	0,30117	2,90	0,00004	0,18460	2,45690

x	$erfc x$	$e^{x^2} erfc x$	$e^{x^2} erfc x + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1$	x	$erfc x$	$e^{x^2} erfc x$	$e^{x^2} erfc x + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1$
0,70	0,32220	0,52593	0,3158	3,00	0,00002	0,17900	2,56414
0,72	0,30857	0,51819	0,33062	3,10	0,00001	0,17372	2,67169
0,74	0,29532	0,51064	0,34564	3,20	$<10^{-5}$	0,16873	2,77954
0,76	0,28246	0,50328	0,36085	3,30	$<10^{-5}$	0,16401	2,88766
0,78	0,26999	0,4961	0,37624	3,40	$<10^{-5}$	0,15954	2,99602
0,80	0,25790	0,4891	0,39180	3,50	$<10^{-5}$	0,15529	3,10462
0,82	0,24619	0,48227	0,40754	3,60	$<10^{-5}$	0,15127	3,21343
0,84	0,23486	0,4756	0,42344	3,70	$<10^{-5}$	0,14743	3,32244
0,86	0,22390	0,46909	0,43950	3,80	$<10^{-5}$	0,14379	3,43163
0,88	0,21331	0,46274	0,45571	3,90	$<10^{-5}$	0,14031	3,54099
0,90	0,20309	0,45653	0,47207	4,00	$<10^{-5}$	0,13700	3,65052
0,92	0,19323	0,45047	0,48858	4,10	$<10^{-5}$	0,13383	3,76019
0,94	0,18373	0,44455	0,50523	4,20	$<10^{-5}$	0,13081	3,87000
0,96	0,17458	0,43876	0,52201	4,30	$<10^{-5}$		
0,98	0,16577	0,43311	0,53792	4,40	$<10^{-5}$		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антониади, Д.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти [Текст] / Д.Г. Антониади, А.Р. Гарушев, В.Г. Шиханов. – Краснодар: «Советская Кубань», 2000. – 464 с.
2. Антониади, Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами [Текст] / Д.Г. Антониади. – М.: Недра, 1995. – 315 с.
3. Антониади, Д.Г. Теория и практика разработки месторождений с высоковязкими нефтями [Текст] / Д.Г. Антониади. – Краснодар: Советская Кубань, 2004. – 336 с.
4. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов [Текст] / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – М.: Недра, 1988. – 422 с.
5. Малофеев, Г.Е. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи [Текст] / Г.Е. Малофеев, О.М. Мирсаетов, И.Д. Чаловская. – М.Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. – 224 с.
6. Мучник, Г.Ф. Методы теории теплообмена [Текст] / Г.Ф. Мучник, Н.Б. Рубашов. – Высшая школа, 1970. – 288 с.
7. Рузин, Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов [Текст]: монография / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров. – Ухта, УГТУ. 2007. – 244 с.
8. Шейнман, А.Б. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти [Текст]: учеб. для вузов / А.Б. Шейнман, Г.Е. Малофеев, А.И. Сергеев. – М.: Недра, 1969. – 256 с.
9. Шорин, С.Н. Теплопередача [Текст]: учеб. для вузов / С.Н. Шорин. – М.: Высшая школа, 1964. – 490 с.