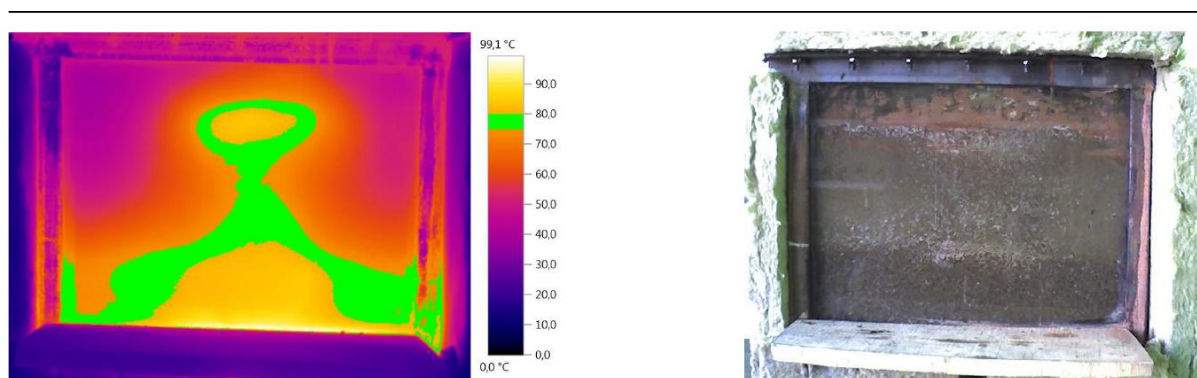


Лекция 6. Исследование прогрева пористой среды с двухкомпонентной жидкостью и отбором из одного патрубка (модель технологии с применением ВТТ)

В качестве пористой среды использовался кварцевый песок марки ПБ-150-2, имеющий среднюю проницаемость. Для заполнения стенда потребовалось 125 кг кварцевого песка, 11 л воды и 10 л нефти, имеющей при 85 °С вязкость 81 мПа·с, соответствующей вязкости продукции СВН Ашальчинского месторождения при той же температуре. Сверху смесь закрыли глинистой коркой, играющей роль кровли пласта. Начальная водонасыщенность среды составляла 0,52. Это значение выбрано для того, чтобы уровень водонефтяного контакта (ВНК) располагался в пределах стекла. Такая начальная водонасыщенность и расположение нагревательного элемента ниже уровня ВНК считаются наименее благоприятными условиями для добычи продукции пласта.

После начала испытаний прогрев среды внутри стенда шел аналогично предыдущим исследованиям, пока фронт тепловой зоны не достиг уровня ВНК, ниже которого стала образовываться паровая камера, увеличивающаяся со временем в размерах вместе с тепловой зоной под уровнем ВНК. После преодоления уровня ВНК тепловая зона и паровая камера в течение 10 минут достигли глинистой корки (рисунок 6.1).

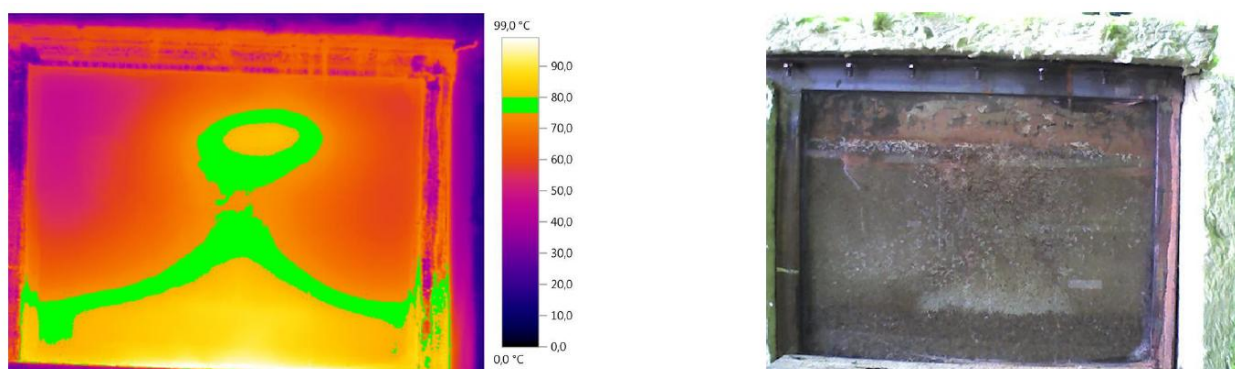


Графические данные:	Дата:	02.10.2013	Коэффициент излучения:	0,94
	Время:	9:12:49	Отраж. темп. [°C]:	80,0
	Файл:	IV_00775.BMT		

Рисунок 6.1 - Паровая камера у глинистой корки через 11 часов нагрева

По мере увеличения паровой камеры и прогрева среды внутри стенда уровень ВНК медленно снижался и размывался. При этом температура

тепловой зоны между зоной ниже уровня ВНК и паровой камерой была ниже, чем при испытаниях с водой (рисунок 6.2).



Графические данные:	Дата: 02.10.2013	Коэффициент излучения:	0,94
	Время: 10:59:11	Отраж. темп. [°C]:	80,0
	Файл: IV_00800.BMT		

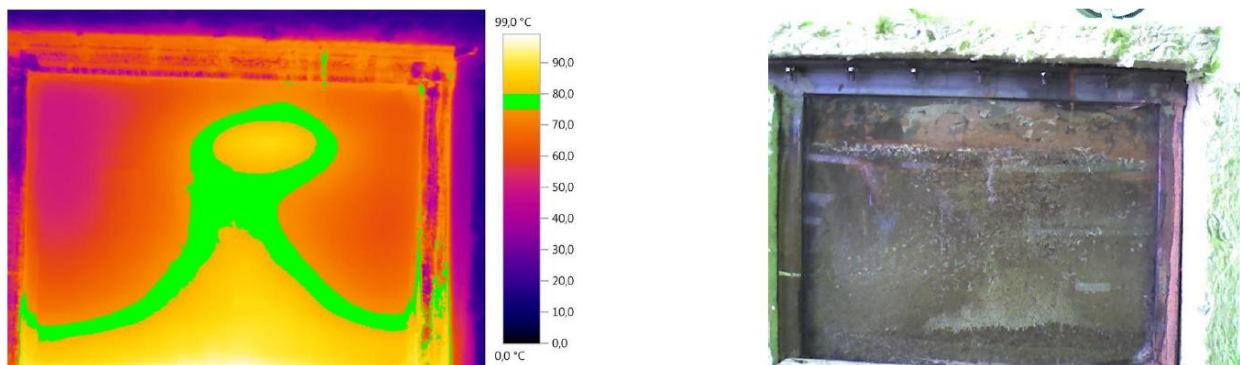
Рисунок 6.2- Паровая камера и тепловая зона через 13 часов нагрева

Это связано с тем, что температура кипения воды с легкими углеводородными фракциями нерастворимыми или с ограниченной растворимостью в воде, входящими в состав нефти и масел на ее основе, ниже температуры кипения воды. Рассматриваемая нами система является системой с ограниченной растворимостью «легкие фракции нефти - водяной пар». Эти жидкости не взаимодействуют между собой и практически не смешиваются друг с другом (например, при 20 °C растворяется 0,082 г воды в 0,1 дм³ бензола).

При дальнейшем прогреве и увеличении паровой камеры уровень ВНК, который стал белесым и размытым, все быстрее перемещался вниз в сторону патрубка (рисунок 6.3). Во время роста паровой камеры давление возросло на 0,06 МПа (рисунок 6.4), температура в патрубке достигла 113°C.

После достижения температуры патрубка 114°C (через 16 часов прогрева) был открыт сливной кран. В результате слилось около 0,5 л нефти. После начала процесса паропроявления, связанного со вскипанием воды в стенде кран перекрыли. Выдержав 0,5 ч, сливной кран патрубка открыли до паропроявления, слилось дополнительно порядка 1 л горячей нефти. Через час слили еще 2 л нефти. Слив через 0,5 часа еще около 2 л нефти, было

решено прекратить испытания, так как в стенде наблюдалось интенсивное кипение воды.



Графические данные:	Дата:	02.10.2013	Кэффициент излучения:	0,94
	Время:	11:54:46	Отраж. темп. [°C]:	90,0
	Файл:	IV_00833.BMT		

Рисунок 6.3- Паровая камера и тепловая зона через 14 часов нагрева



Рисунок 6.4- Давление внутри стенда через 14 часов нагрева

Таким образом, в процессе эксперимента по прогреву пористой среды с двухкомпонентной жидкостью по технологии применения высокотемпературного теплоносителя получили 5,45 литра нефти. Так как при подготовке смеси использовалось 10 литров нефти, коэффициент извлечения нефти получился равным 54,5%, что соответствует расчетным

данным, полученным на программном комплексе CMGSTARS (КИН=58% для начальной водонасыщенности 0,5, отклонение - 6,03%). Такое значение недостижимо любым другим известным термическим методом.

6.1. Исследование конвекционных процессов двухкомпонентной жидкости в пористой среде с нагнетанием жидкости внутрь стенда (моделирование технологии ПГВ)

Для моделирования процесса был выбран в качестве пористой среды кварцевый песок марки ПБ-150-2, имеющий среднюю проницаемость. Для заполнения стенда потребовалось 125 кг кварцевого песка, 11 л воды и 10 л нефти, имеющей при 85°C вязкость 81 мПа·с, что соответствует вязкости продукции СВН Ашальчинского месторождения при той же температуре. Сверху смесь закрыли глинистой коркой, играющей роль кровли пласта. Начальная водонасыщенность среды в эксперименте составила 0,5. Такое значение выбрано для того, чтобы уровень водонефтяного контакта (ВНК) располагался в пределах стекла. Начальная водонасыщенность и расположение нагревательного элемента ниже уровня ВНК аналогичны условиям первой серии экспериментов (испытаний без избыточного давления). К сливному крану патрубка подключили водовод, создав избыточное давление в стенде 0,06 МПа, сливной кран перфорированного патрубка при этом перекрыт.

Все стадии опыта оказались аналогичными предыдущему испытанию, за исключением того, что время нагрева среды в стенде до образования паровой камеры увеличилось примерно на 1,5 часа, в патрубке при образовании паровой камеры температура изменялась в пределах 127 – 130 °С, температура паровой камеры составляла 100 – 110 °С. Избыточное давление внутри стенда возросло до 0,12 МПа, после чего кран отборного патрубка открыли и сразу получили паропроявление с запахом нефти. После нескольких повторов с выдержкой по 0,5 часа до появления горячей воды в отборном патрубке и снижении температуры в патрубке до 100 °С испытание прекратили. Во время испытания не удалось добиться повышения температуры в патрубке выше 130 °С, как предполагаем из-за избыточного давления в нем воды, которая вытесняла нефть из патрубка с нагревательным элементом.

6.2. Обобщение результатов

На рисунках 6.5 – 6.7 представлены графики изменения температур в стенде при нагреве без начального давления и с начальным давлением.

Опыты с различным начальным давлением проводились по три раза.

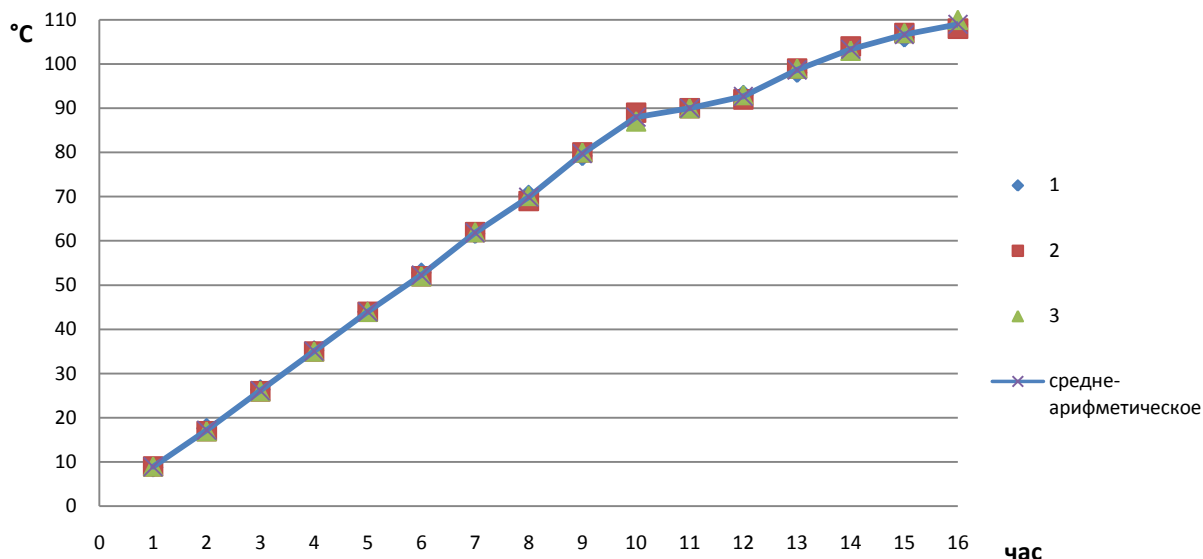


Рисунок 6.5 - Графики изменения температур с начальным давлением 0,1 МПа

График рисунка 6.5 построен на основе среднеарифметических значений трех измерений, максимальное отклонение усредненных значений от экспериментальных данных составляет $\Delta_{\max}=2,54\%$ на 11 часу измерения.

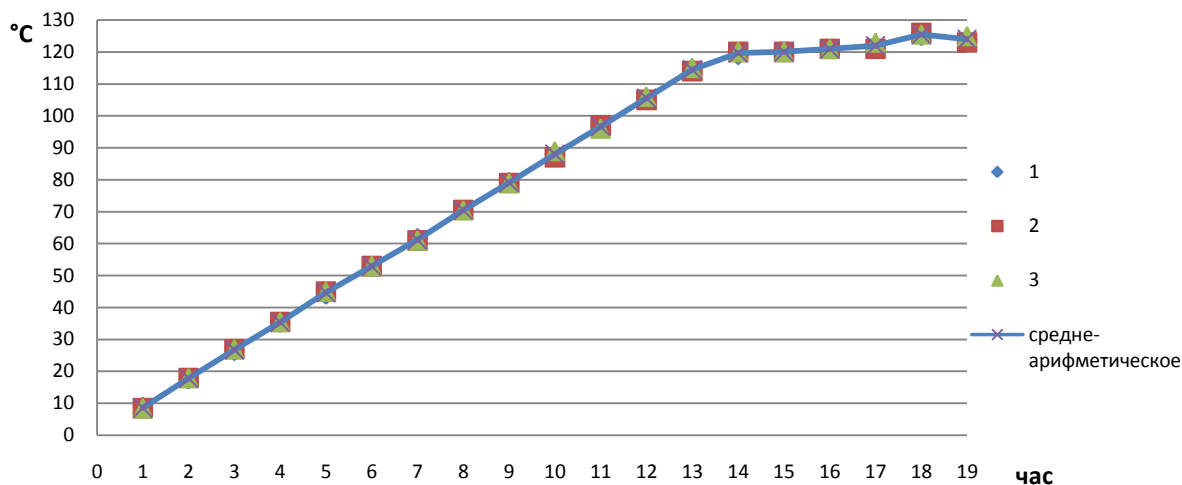


Рисунок 6.6 - Графики изменения температур с начальным давлением 0,16 МПа

График 6.6 построен на основе среднеарифметических значений трех измерений, максимальное отклонение усредненных значений от экспериментальных данных составляет $\Delta_{\max}=3,1\%$ на 13 часу измерения.

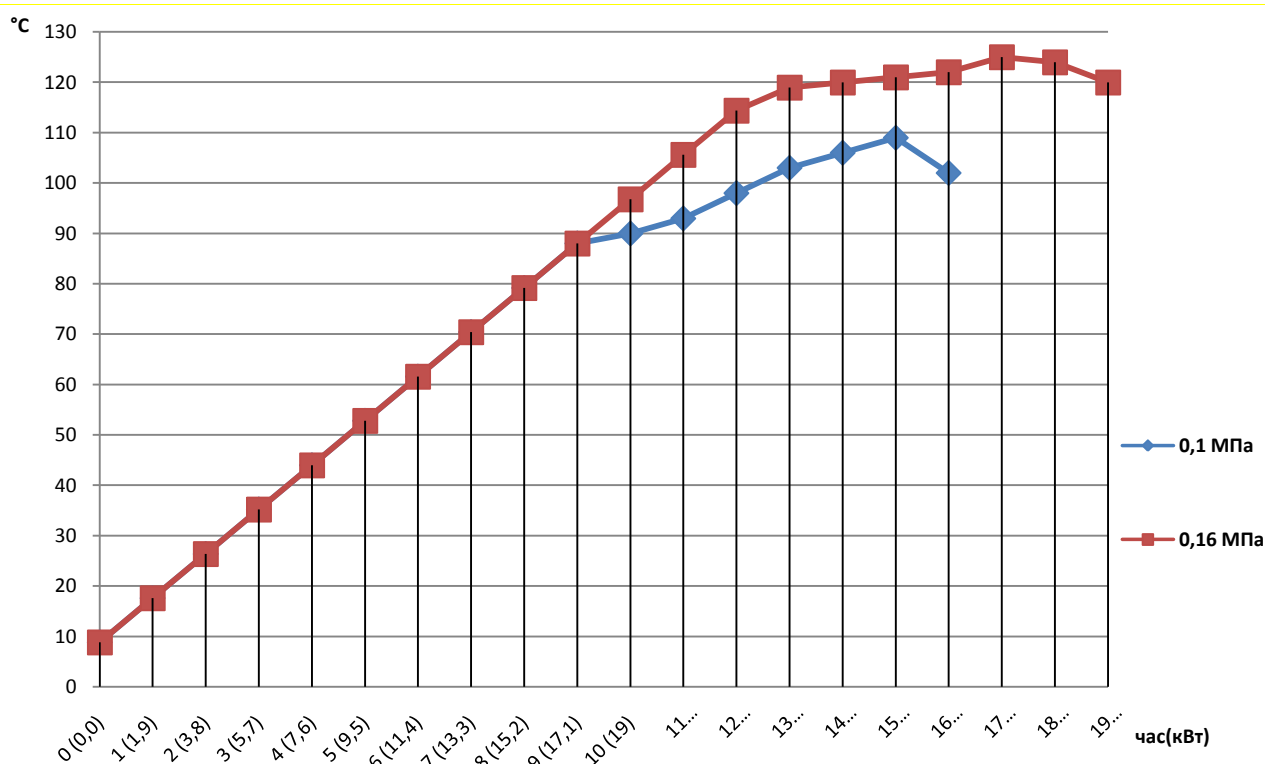
Полученные графики сведены в сводный график, представленный на рисунке 6.7.

Из графиков видно, что на нагрев до температуры кипения воды в патрубке при давлении 0.16 МПа требуется 18 часов и 34,2 кВт энергии, а

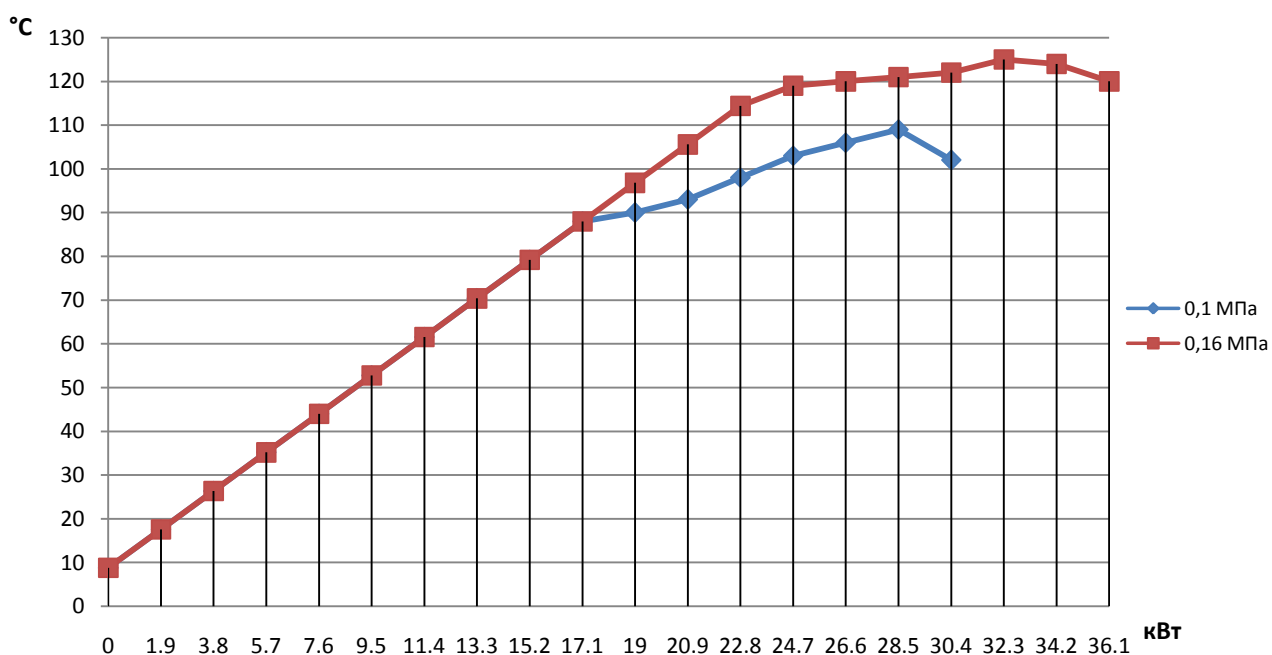
при давлении 0,1 МПа 15 часов и 28,5 кВт энергии. Таким образом затраты энергии на прогрев пласта при технологии ПГВ (повышенном начальном давлении) на 16,67% больше, чем при технологии с применением ВТТ (без начального давления).

Данные, полученные расчетным путем и в результате испытаний на стенде, сведены в графики, приведенные на рис. 6.8 – 6.10.

График (рисунок 6.8) изменения температуры продукции с начальной водонасыщенностью 0,5 в пластовых условиях получен расчётным путем. Данные для графика рисунка 6.9 изменения температуры в среде со средней проницаемостью (100-500 мД) в нефти с начальной водонасыщенностью 0,5 д.ед. получены экспериментально на стенде. График рисунка 6.10 показывает изменение давления в среде со средней проницаемостью (100-500 мД) с начальной водонасыщенностью нефти 0,5 д.ед.



а)



б)

Рисунок 6.7 - Графики изменения температур в экспериментах с начальными давлениями (0,1 МПа и 0,16 МПа): а) по времени; б) по энергозатратам

На графиках рисунков 3.31 и 3.32, построенных с использованием данных численного моделирования, выполненного по методике, описанной в главе 2 и по результатам экспериментов на стенде видно подобие процессов изменения температуры с течением времени. На каждом графике имеются четыре характерные зоны: I – нагрева до температуры кипения; II – образования паровой камеры в продуктивном пласте или пористой среде стенда соответственно; III – рост паровой камеры, давления и соответственно температуры; IV – снижение давления, как следствие, кипение жидкости в прогретой части пласта (стенде) и снижение температуры.

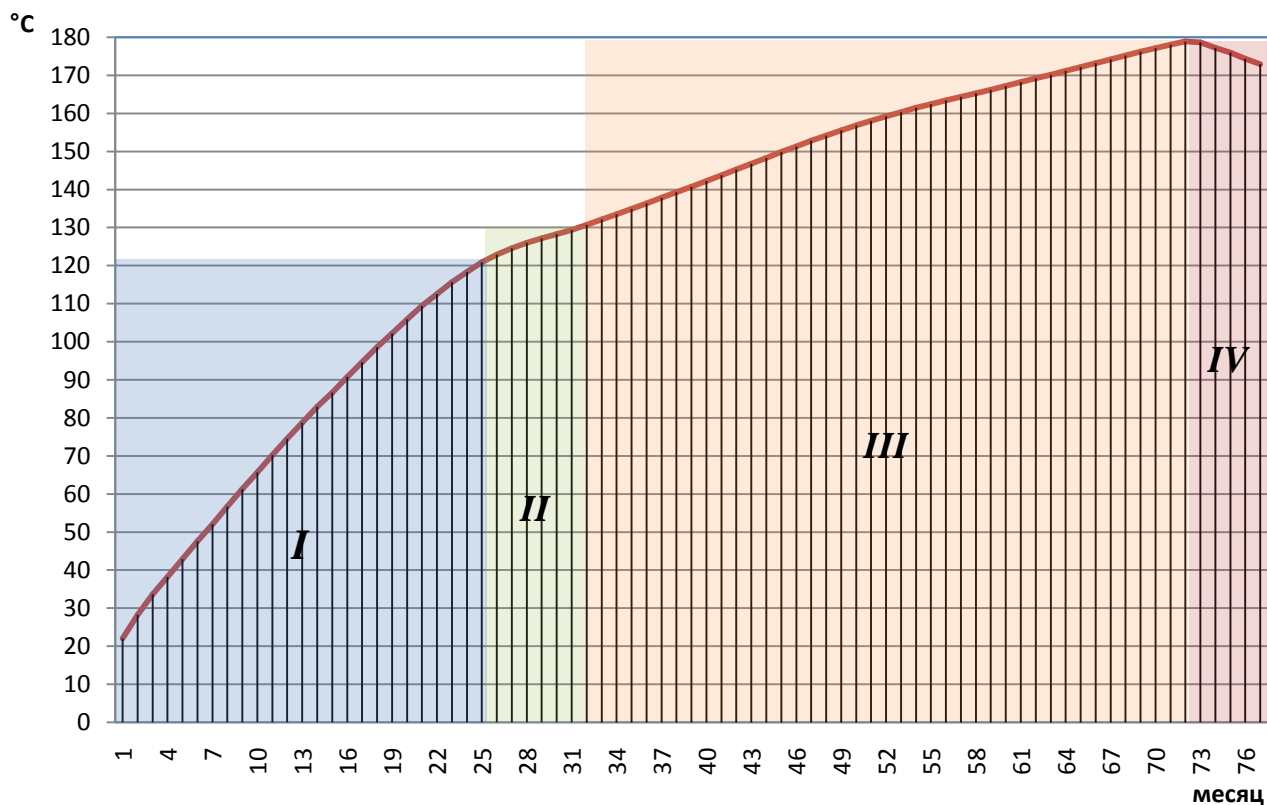


Рисунок 6.8 - Изменение температуры пласта с начальной водонасыщенностью 0,5, полученное численным моделированием

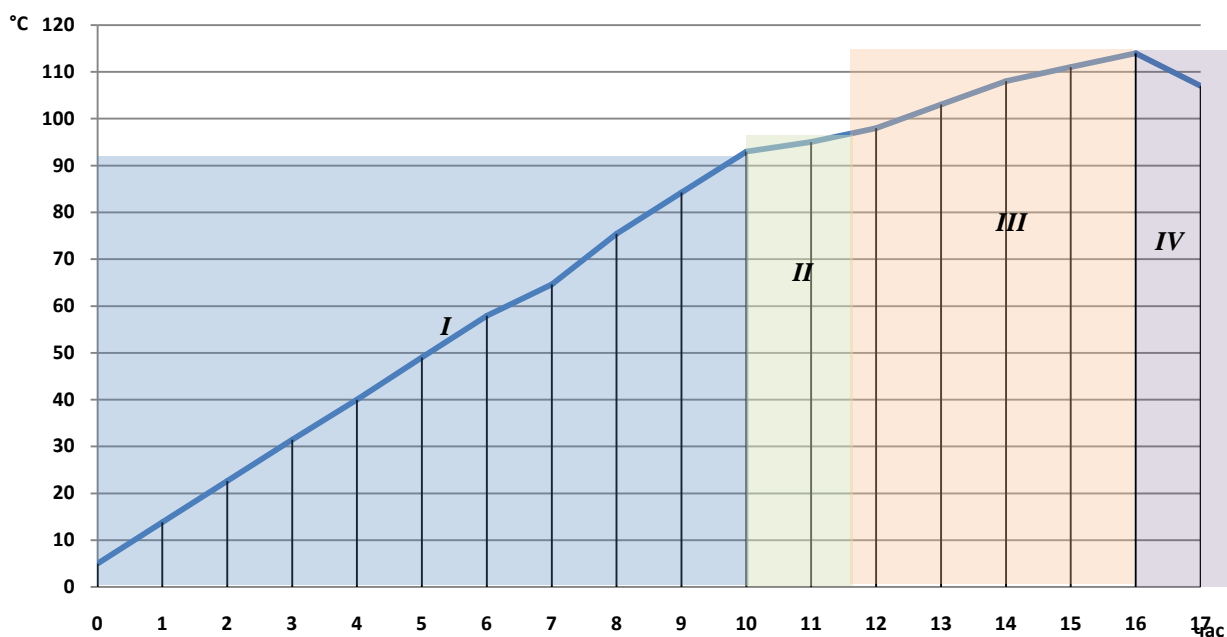


Рисунок 6.9- Изменение температуры пласта с начальной водонасыщенностью 0,5, полученное на стенде

Эти характерные зоны имеются и на экспериментальном графике изменения давления в зависимости от температуры (рисунок 3.33).

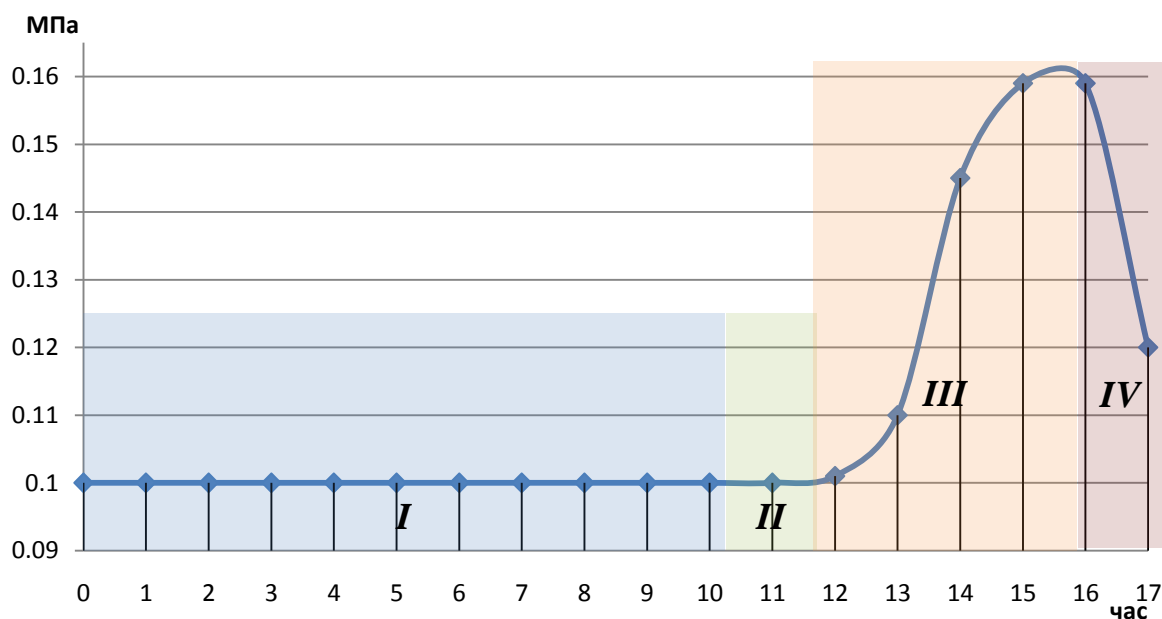


Рисунок 6.10 - График изменения давления в стенде со средней средней проницаемостью (100-500 мД) при начальной водонасыщенности нефти 0,5 д.ед.

Для другой начальной водонасыщенности пласта графики его прогрева с течением времени состоят из тех же этапов. На рисунке 6.11 представлен объединенный график изменения температуры, давления и коэффициента извлечения нефти пласта с начальной насыщенностью 0,3.

На рисунке четко просматриваются четыре зоны. До достижения температуры кипения в горизонтальном участке скважины практически линейно идет нагрев пластовой жидкости и давление остается постоянным до 33-го месяца (I зона). После превышения температуры кипения воды в горизонтальном участке внутри самой скважины (температура в околоскважинном пространстве составила 125°C) рост давления не наблюдается, рост температуры замедлился, идет процесс образования паровой камеры до 49-ого месяца (II зона) в околоскважинном пространстве пласта.

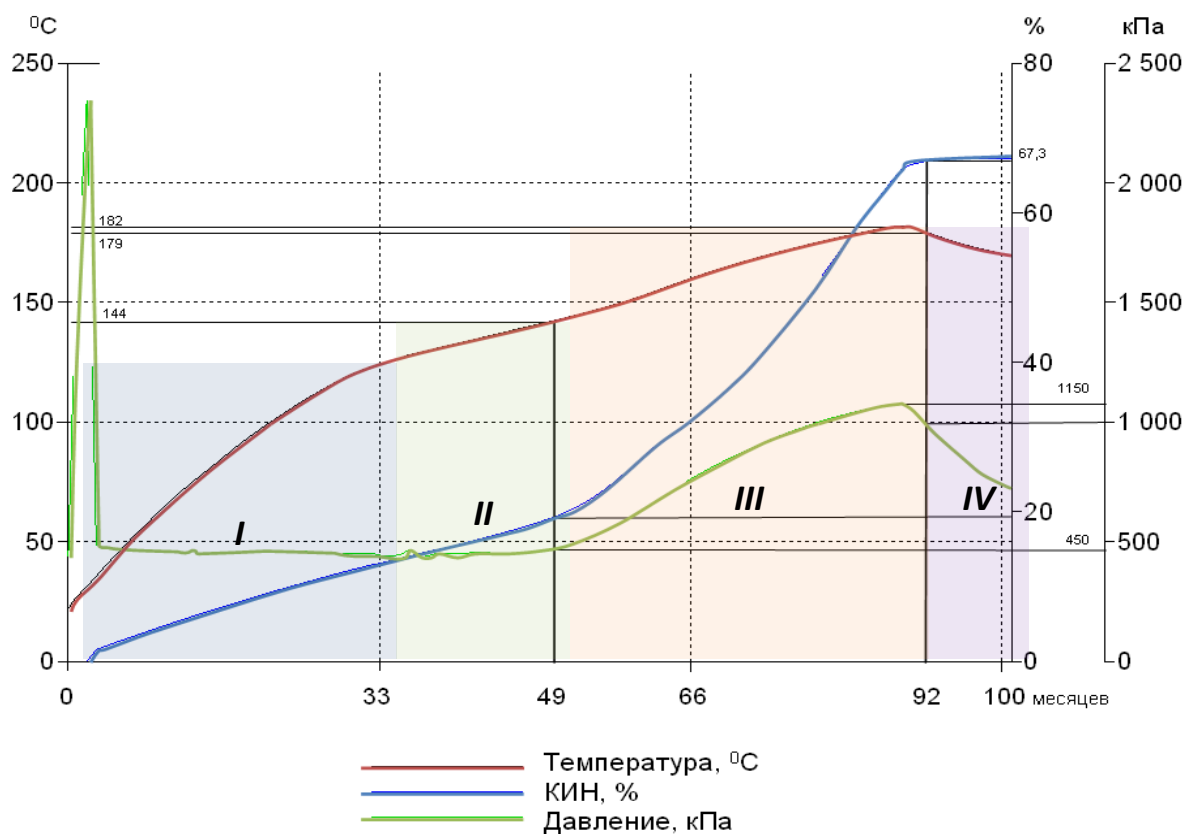


Рисунок 6.11- Показатели прогресса пласта начальной водонасыщенности 0,3 при предлагаемом методе добычи, полученные численным моделированием

После образования паровой камеры на 49-ом месяце эксплуатации в околоскважинном пространстве при температуре кипения пластовой воды (144°C) при давлении 0,4 МПа, температура начинает расти практически линейно от температуры кипения пластовой воды до максимальной (182 °C). На 89-м месяце эксплуатации (III зона), давление в прискважинной зоне пласта растет синхронно с ростом температуры с 0,4 до 1,15 МПа, что свидетельствует о росте паровой камеры и перемещении ее вверх с интенсивным вытеснением продукции пласта в скважину. При этом КИН возрастает примерно в 3,5 раза (с 19,2 до 67,3%). После достижения максимума температура начинает снижаться и достигает 179 °C на 92-м месяце эксплуатации, а давление уменьшается – до 1 МПа (IV зона) при практически неизменной величине КИН. Это говорит о том, что потери тепла превосходят их подвод в пласт, в том числе из-за кипения пластовой жидкости, и дальнейшая эксплуатация пласта предлагаемым способом становится нецелесообразной.