

Лекция 3. Численное моделирование технологий добычи трудно извлекаемых запасов

Для расчетов процессов принята программа CMG STARS, в которую заложены данные о тепловых процессах, происходящих в пласте: структура пласта, свойства жидкости в поровой среде, распространение теплового фронта, свойства нефти, газа и воды, в том числе и многофазных жидкостей, таких как нефть – газ – вода, находящихся в пласте и т.п. Уравнения, используемые в CMG STARS для определения свойств пород и жидкостей, находящихся в продуктивном пласте приведены в открытых источниках. Решения уравнений производятся по методикам, описанным в работах.

С целью верификации расчетов было принято решение решать задачу в два этапа.

На первом этапе добиться соответствия результатов моделирования прогрева пласта пакетом CMG STARS с результатами, полученными на действующих скважинах, путем определения поправочных коэффициентов для геолого-физических свойств пласта реально действующих скважин.

В качестве базовой информации принимались данные, полученные при добыче СВН по технологии ПГВ для добывающей скважины 15044 и нагнетательной скважины 15045 Ашальчинского месторождения СВН. Расчет проводился для пара с температурой 200 °С, давлением 1,6 МПа, расход пара составлял 6 т/ч. Толщина пласта в зоне расположения скважин составляет от 27 до 34 м, глубина залегания – 83 м, пластовое давление – 0,4 МПа, пористость пласта – 0,3 д.ед., проницаемость пласта 0,6 мкм², начальная водонасыщенность продукции пласта – 0,2 д.ед., плотность продукции – 956 кг/м³, вязкость продукции – 24350 мПа·с. Диаметр скважин составляет 0,15 м.

Исходные данные для расчетов по программе CMG STARS как для горизонтальной добывающей скважины 15044, так и расположенной над ней на расстоянии 5-7 м нагнетательной скважины 15045 уточнялись с помощью поправочных коэффициентов до тех пор, пока разброс теоретических и практических значений стал менее 5%. Полученные коэффициенты проверялись и на других скважинах данного месторождения.

В результате данные, полученные расчетным путем, не отличались от практических более чем на 7%, что свидетельствует о достаточной объективности результатов расчетов.

3.1. Описание расчетного элемента

За расчетный элемент принят однородный нефтяной участок месторождения размером 300x100x10 м с размещением горизонтального ствола длиной 300 м и внутренним диаметром 0,15 м с геолого-физическими свойствами пласта, соответствующими находящемуся на территории РТ Ашальчинскому месторождению СВН: пластовое давление – 0,4 МПа, пористость пласта – 0,3 д.ед., проницаемость пласта 0,6 мкм², начальная водонасыщенность продукции пласта – 0,2 д.ед., плотность продукции – 956 кг/м³, вязкость продукции – 24350 мПа·с. Моделировался прогрев пласта с началом отбора продукции - после трех месяцев прогрева с поддержанием давления в скважине на уровне пластового, результаты расчетов сравнивались с реальными данными технологии ПГВ [8]. Источник тепла – теплообменник с высокотемпературным теплоносителем в модели задавался как электронагреватель с мощностью, позволяющей получать тепло 7 Гкал/ч (температура нагревателя 330-335 °С), что эквивалентно закачке 6 т/ч пара с температурой 200°С, давлением 1,6 МПа. Отбор моделировался с поддержанием давления на уровне пластового (0,4-0,5 МПа).

3.2. Особенности моделирования технологии с использованием высокотемпературного теплоносителя для исследования процессов тепло - и массопереноса в продуктивном пласте

Поскольку в наборе функций программы CMG STARS не предусмотрена скважина для одновременной закачки и отбора (как и в остальных известных программах), то при построении модели были приняты следующие допущения:

- добывающую и нагнетательную скважины программно объединили в одну;

в качестве скважинного нагревателя использовали нагрев электронагревателями без закачки с теплоотдачей, эквивалентной теплоотдаче при использовании технологии ПГВ с использованием предварительно полученных коэффициентов.

3.3. Анализ результатов численного моделирования технологий ПГВ и с использованием ВТТ воздействия на пласт

Полученные в результате расчетов технологические показатели КИН, обводненности продукции пласта с начальной водонасыщенностью 20%

($S_v = 0,2$) для ПГВ и ВТТ методов по годам добычи показаны на графиках рисунка 2.6.

Из представленных данных видно, что при предлагаемом методе добычи высоковязких нефтей обводненность продукции не превышает обводненность пласта за весь промышленный период добычи, а КИН как минимум в три раза выше относительно метода ПГВ.

Полученные результаты объясняются следующими факторами.

Начальная водонасыщенность продукции Ашальчинского месторождения при расчетах задавалась 20% ($S_g = 0,2$). Температура нагревателя принималась равной 330-335°C. Ашальчинская СВН состоит из нескольких фракций (таблица 1.4). Пластовая вода и 80% фракций кипят при данной температуре. Вскипевшие фракции и пар под действием «силы Архимеда» поднимаются вверх, конденсируясь и разогревая продукцию пласта, при этом вытесняют более холодную и жидкую продукцию из-за разности плотностей в скважину для последующего отбора.

Более тяжелые фракции нефти при этой температуре имеют вязкость менее 10 мПа·с (для сравнения: вода при 25°C имеет вязкость 0,894 мПа·с, оливковое масло – 81 мПа·с) и стекают в скважину, откуда отбираются насосом (рисунок 2.4). Эти нагретые легкие фракции нефти, перемешиваясь с продукцией пласта, уменьшают их вязкость, значительно снижая вероятность коксования продукции под действием высоких температур, и, как следствие, увеличивают проницаемость пласта, что приводит к повышению нефтеизвлечения.

В результате эффективного нагрева объем термического воздействия увеличивается, увеличивая объем добычи, однако со временем увеличиваются и теплопотери. Изменение температуры по годам в прискважинной зоне пласта представлено на графиках рисунка 2.6. По оси абсцисс отложено время прогрева в годах, по оси ординат температура прогрева по предлагаемому и типовому методам добычи. Данные приведены для точки, находящейся в прискважинной зоны пласта на удалении 0,15 м от горизонтального ствола скважины, так как прогрев идет равномерно по всей длине скважины, то и температура во всех точках этого условного цилиндра принимается одинаковой.

В период с 10 по 11 год эксплуатации теплопотери начинают превышать количество тепловой энергии, передаваемой теплообменником пласту (рисунок 3.1), что в результате приводит к снижению пластовой

температуры и, как следствие, интенсивной конденсации пара, при этом со снижением пластовой температуры резко снижается приток тяжелой нефти, количество которой становится мизерным по отношению к воде, что приводит к практически 100% обводненности продукции (рисунок 3.2).

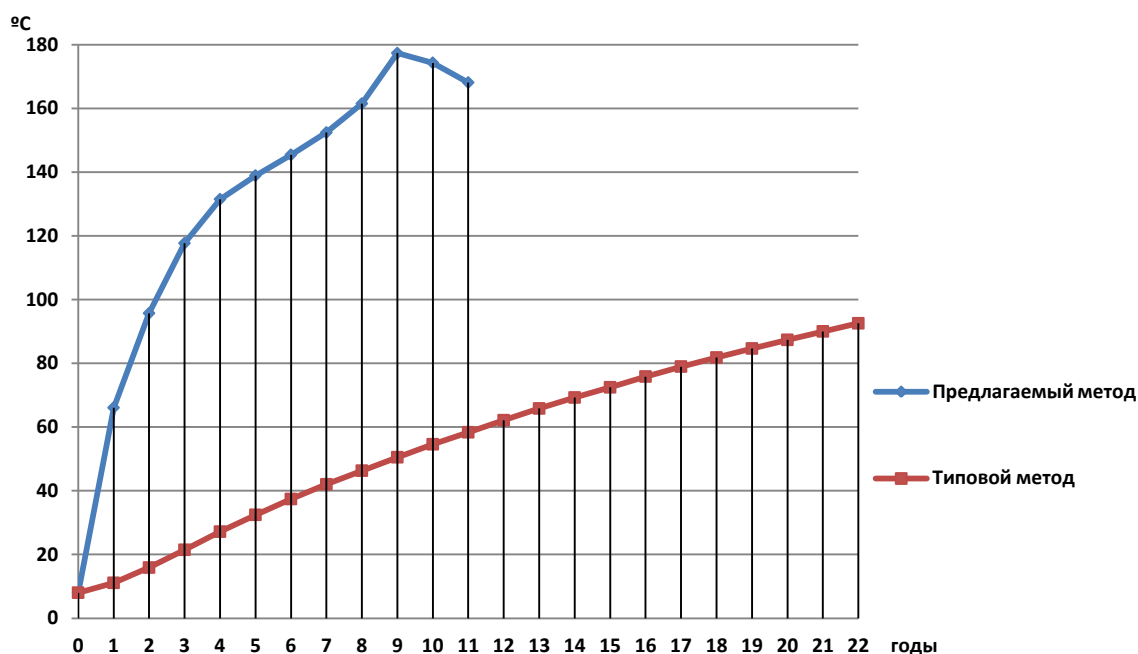
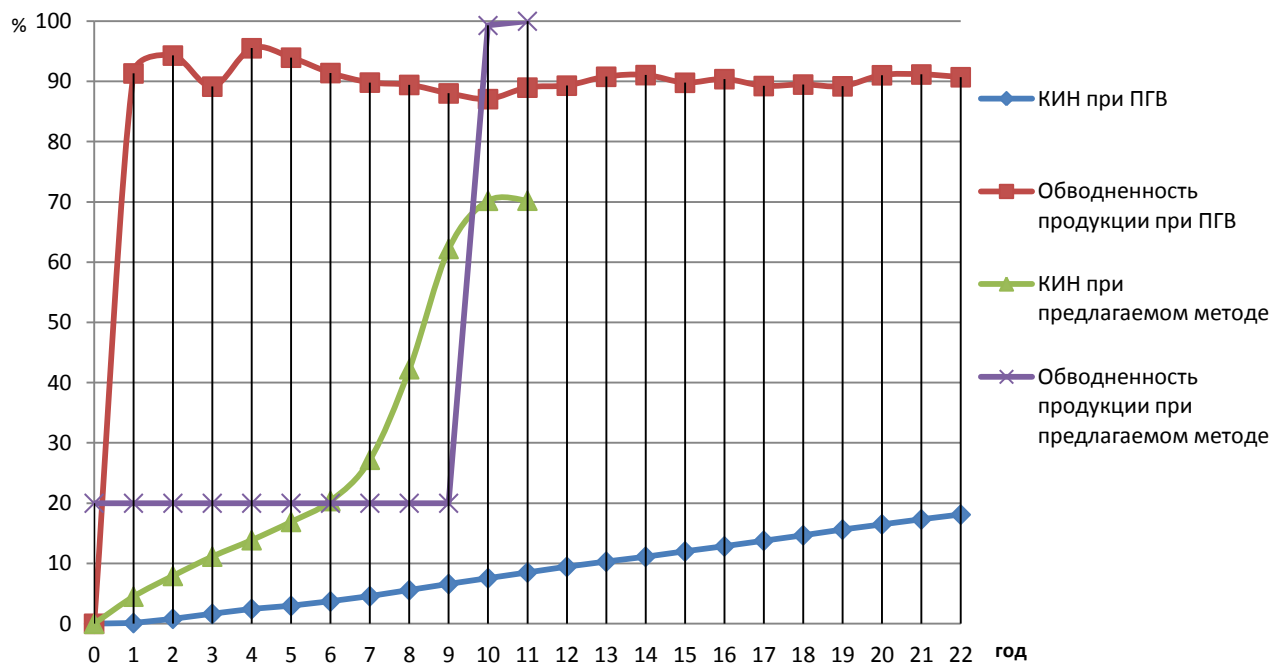


Рисунок 3.1 -Изменение температуры приквацинной зоны по предлагаемому (ВТТ) и типовому (ПГВ) методам добычи

Прогрев при технологии ПГВ и технологии с применением ВТТ для расчетов принимался равным 7 Гкал/ч равным и неизменным в течении всего срока эксплуатации. Поэтому на графиках затраты энергии прямо пропорциональны времени прогрева.



a)

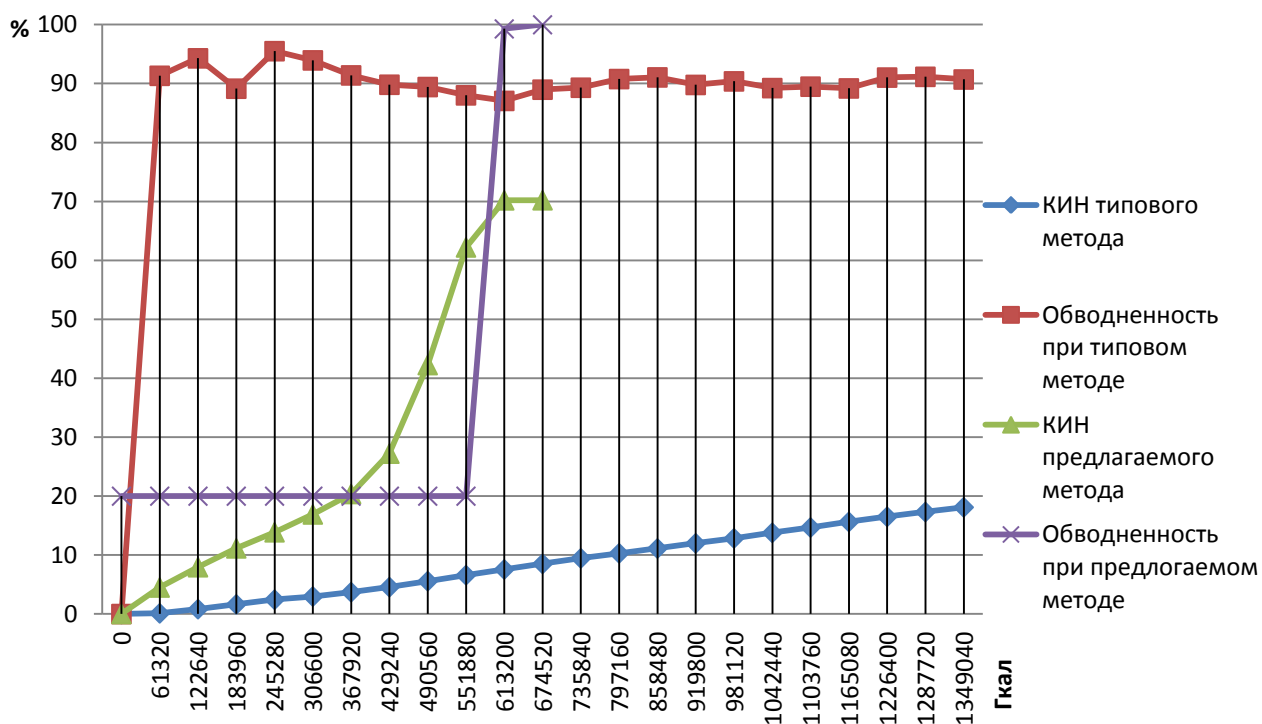


Рисунок 3.2 - Технологические показатели КИН и обводненности добываемой продукции по предлагаемому (ВТТ) и типовому (ПГВ) методам добычи высоковязких нефтей и битумов: по годам (а); по энергозатратам (б)

При этом установлено, если для нагрева теплоносителя в качестве топлива применять сжигание сырой нефти, будет затрачено не более 5% добываемой продукции, что в 4-7 раз меньше чем при методе ПГВ. Дополнительный энергосберегающий эффект дает отсутствие затрат на обезвоживание нефти. Известно, что при ПГВ на пласт на обезвоживание полученной нефти приходится до 1/3 энергетических затрат, которые в предлагаемом методе добычи практически отсутствуют.

3.4. Оценка эффективности технологии применения ВТТ в пластах с различной начальной водонасыщенностью

Оценка эффективности использования новой технологии в залежах с различной водонасыщенностью проводилась также в программном продукте CMG STARS путем расчетов гидродинамических и тепловых процессов, происходящих в пласте.

В качестве исследуемого элемента взят участок Ашальчинского месторождения размером – 300x100x10 м. Начальная водонасыщенность продуктивного пласта варьировалась и составляла 0,5; 0,4; 0,3; 0,2 и 0 д.ед., то есть 50%, 40%, 30%, 20% и 0% воды в продукции соответственно.

Источником тепла для прогрева пласта являлся теплообменник с высокотемпературным теплоносителем. Теплообменник длиной 300 м, внутренним диаметром 0,15 м расположен горизонтально в подошвенной части продуктивного пласта.

Отбор с поддержанием давления на уровне пластового (0,4 – 1 МПа) начинался после стадии предварительного прогрева пласта в течение трех месяцев нагревателем мощностью 7 Гкал/ч (температура теплоносителя 330-335°C).

Полученные результаты сведены в графики с динамикой по годам (рисунки 3.3-3.5). Из рисунков 3.3-3.5 видно, что по мере увеличения величины начальной водонасыщенности пласт вырабатывается за более короткие сроки. На рисунке 3.5 показаны затраты энергии, необходимые для добычи 1 м³ нефти предлагаемой технологией. Из рисунка 3.5 видно, что на начальном этапе в первые три года наиболее эффективно добывается нефть из пласта с водонасыщенностью 0,4 и 0,3 д.ед., менее эффективно – 0,5 д.ед., так как требуется много энергии для прогрева большего количества воды (теплоемкость воды примерно в 4,5 раза больше теплоемкости нефти ($c_{p \text{ воды}} \approx$

4,2 кДж/(кг °С), а $c_{p \text{ нефти}} \approx 0,9$ кДж/(кг °С)), так же высокзатратна добыча нефти без наличия воды, потому что много энергии тратиться на снижение вязкости добываемой нефти (на Ашальчинском месторождении вязкость нефти в 27350 раз выше, чем вязкость воды при 20 °С – см. таблицу 1.3). При дальнейшей эксплуатации с 4 по 11 годы самыми эффективными становятся варианты с начальной водонасыщенность 0, 0,2 и 0,3 д. ед, так как имеют низкое содержание воды, и вязкость нефти становится при температуре прискважинной зоны выше 130 °С примерно равной вязкости воды.

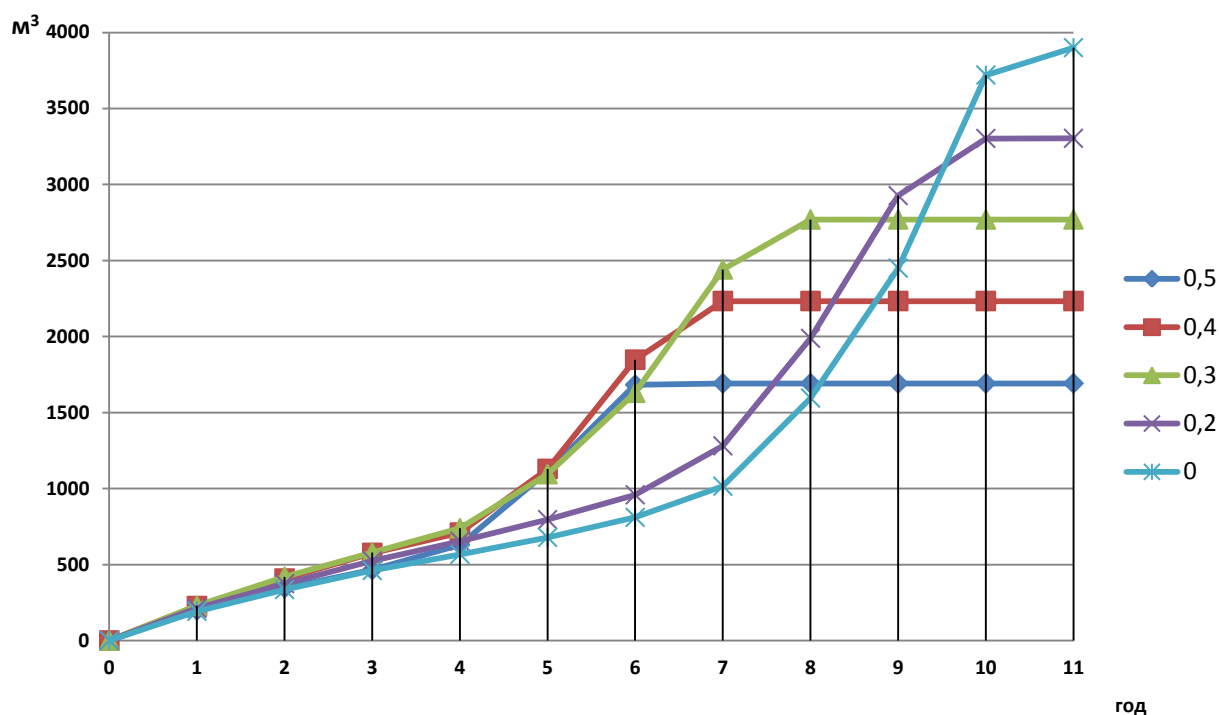


Рисунок 3.3 - Динамика накопленной добычи нефти при применении теплообменника с ВТТ с учетом различной начальной водонасыщенности

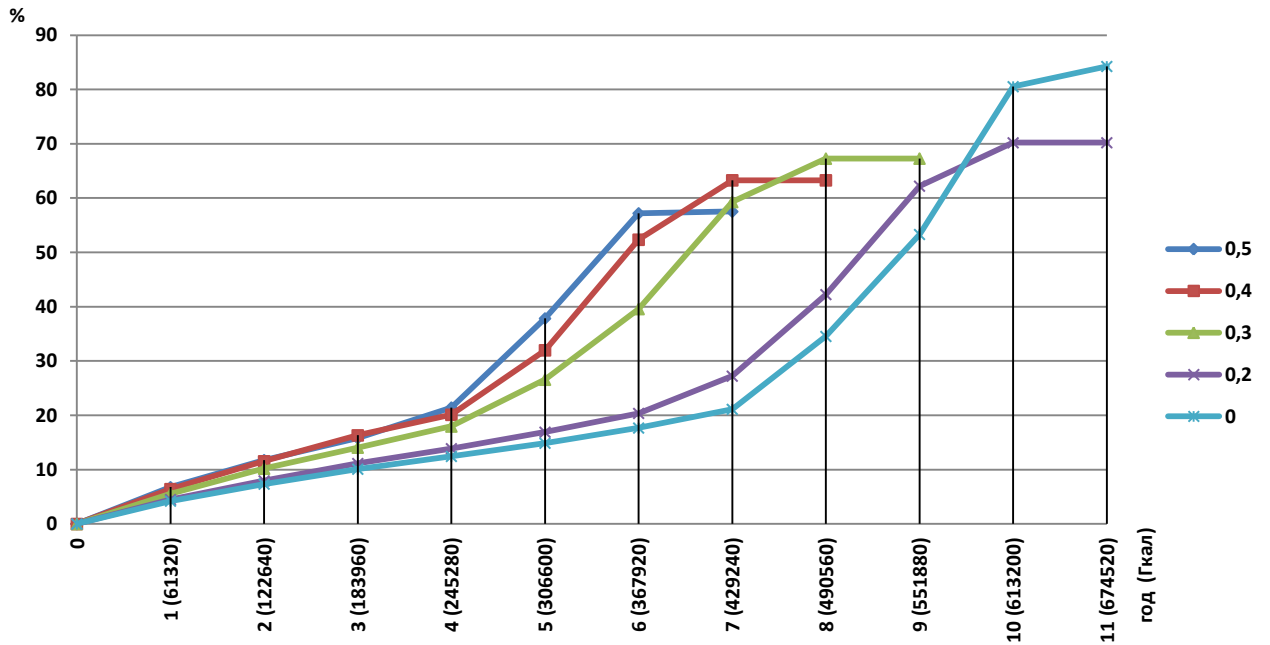


Рисунок 3.4 - Динамика коэффициента извлечения нефти при применении теплообменника с ВТТ с учетом различной начальной водонасыщенности

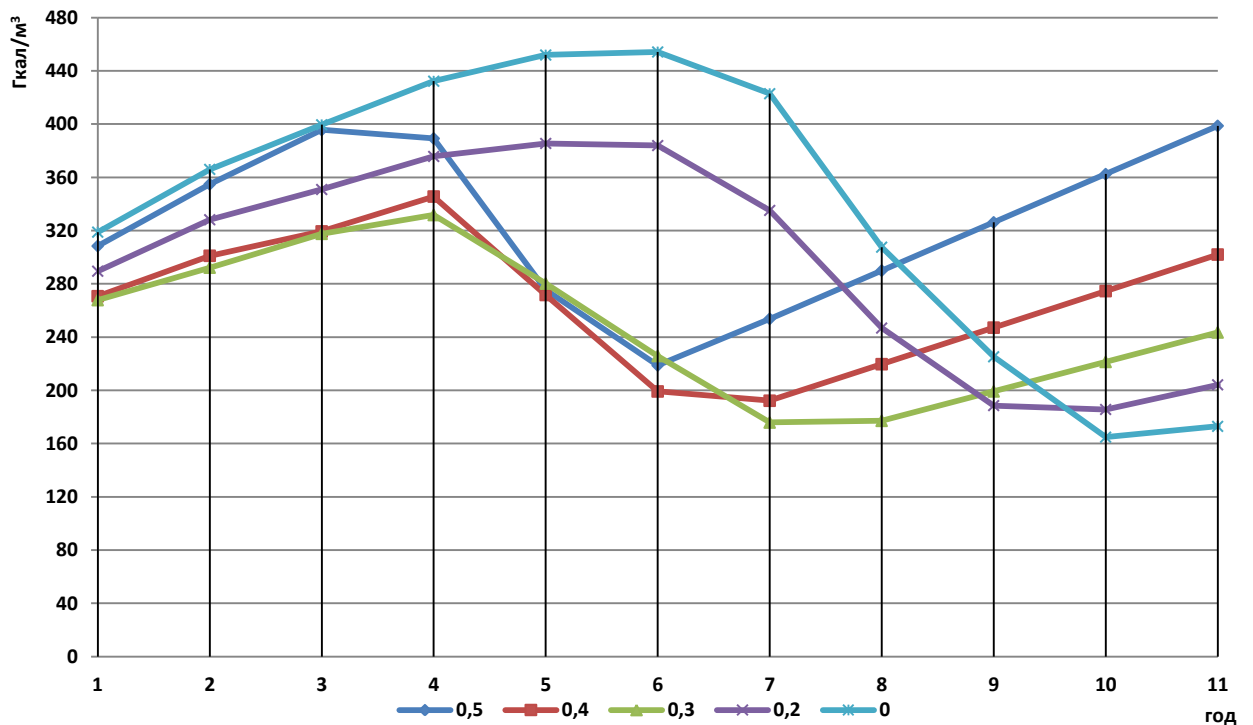


Рисунок 3.5 - Динамика удельных затрат энергии на м³ добываемой продукции при применении теплообменника с ВТТ с учетом различной начальной водонасыщенности

Продуктивные пласты с нулевой водонасыщенностью практически не встречаются, поэтому более подробно (по месяцам) рассмотрим процессы, происходящие при добыче нефти с начальной водонасыщенностью 0,5-0,2 (рисунки 3.6-3.8).

Наиболее энергозатратной является добыча продукции из пласта с начальной насыщенностью 0,5 д.ед. (примерно в 1,4 раза больше, чем при 0,3), так как теплоемкость воды примерно в 4,5 раза больше теплоемкости нефти

($c_{p \text{ воды}} \approx 4,2 \text{ кДж}/(\text{кг } ^\circ\text{C})$, а $c_{p \text{ нефти}} \approx 0,9 \text{ кДж}/(\text{кг } ^\circ\text{C})$), то есть чем выше насыщенность пласта водой, тем больше требуется энергии для прогрева одного и того же участка продуктивного пласта, поэтому закачка разогретой воды или пара в пласт приводит к большим затратам на освоение, особенно на поздней стадии добычи.

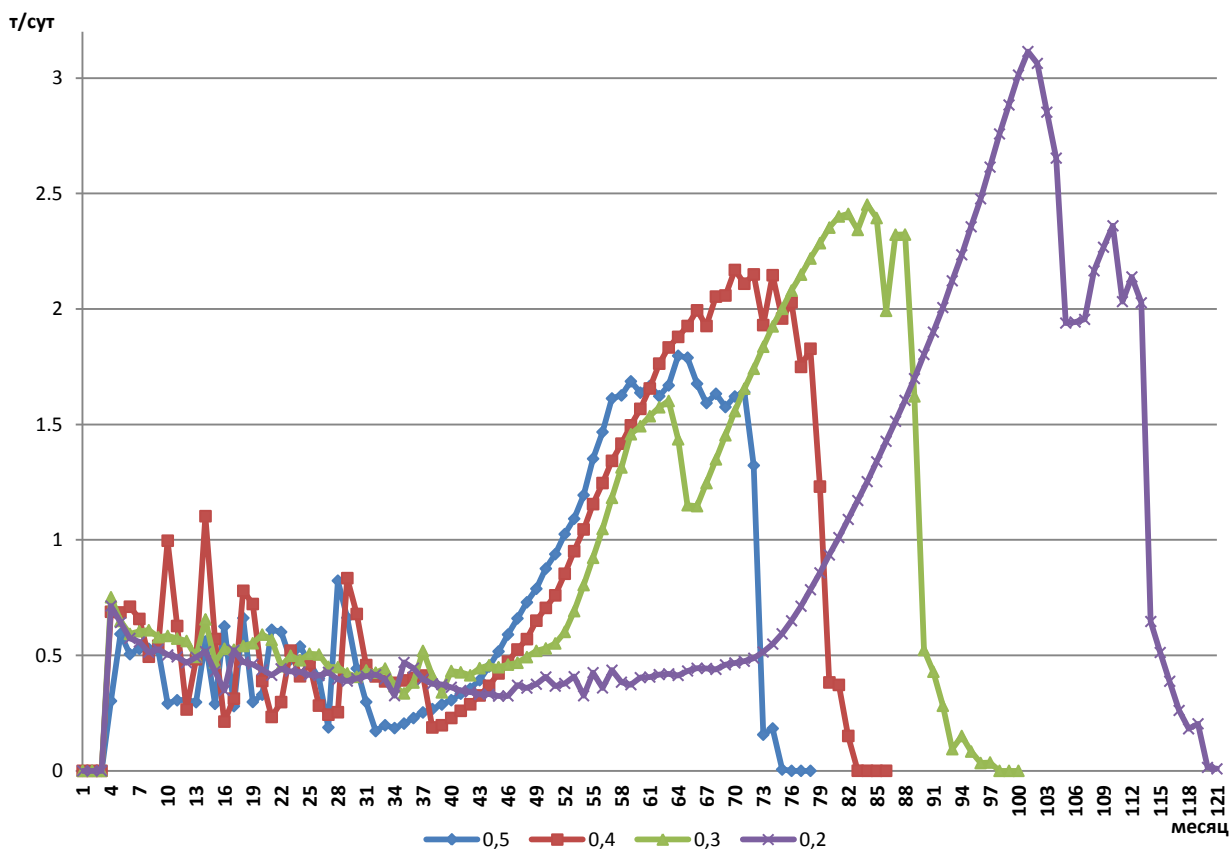


Рисунок 3.6 - Динамика добычи нефти различной начальной водонасыщенности в сутки при использовании ВТТ

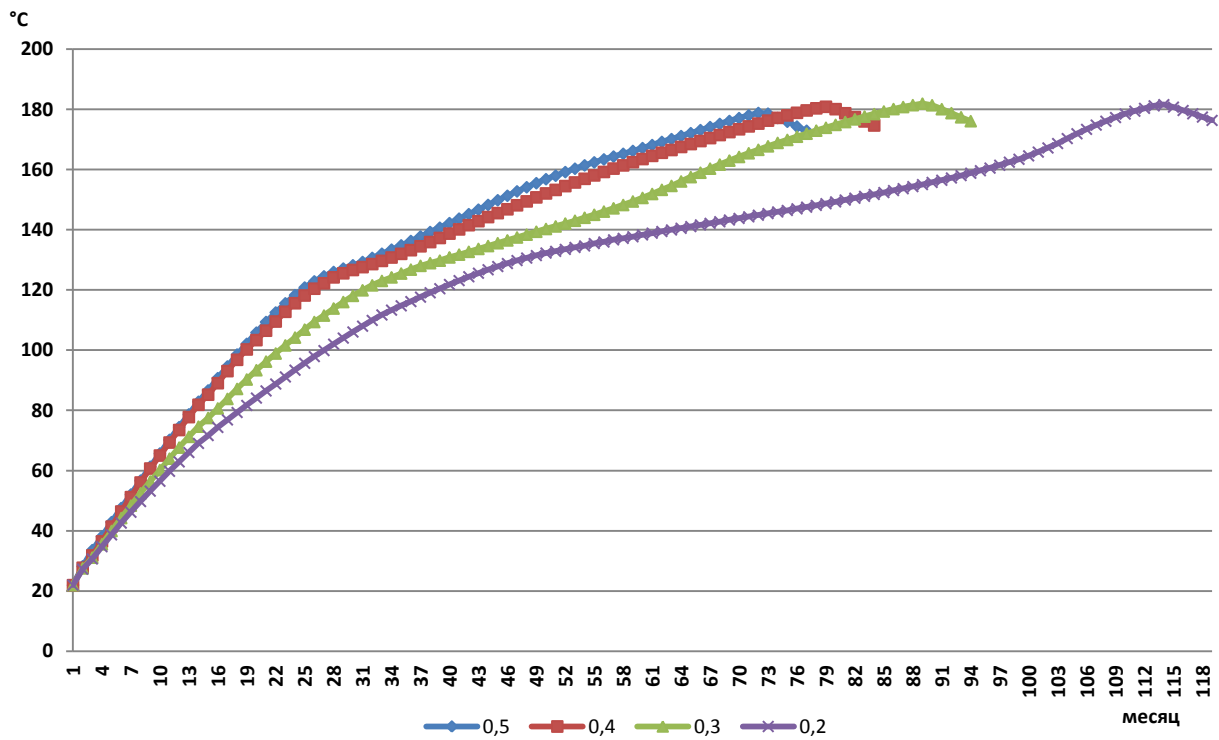


Рисунок 3.7 - Динамика температуры прискважинной зоны пласта с различной начальной водонасыщенностью при использовании ВТТ

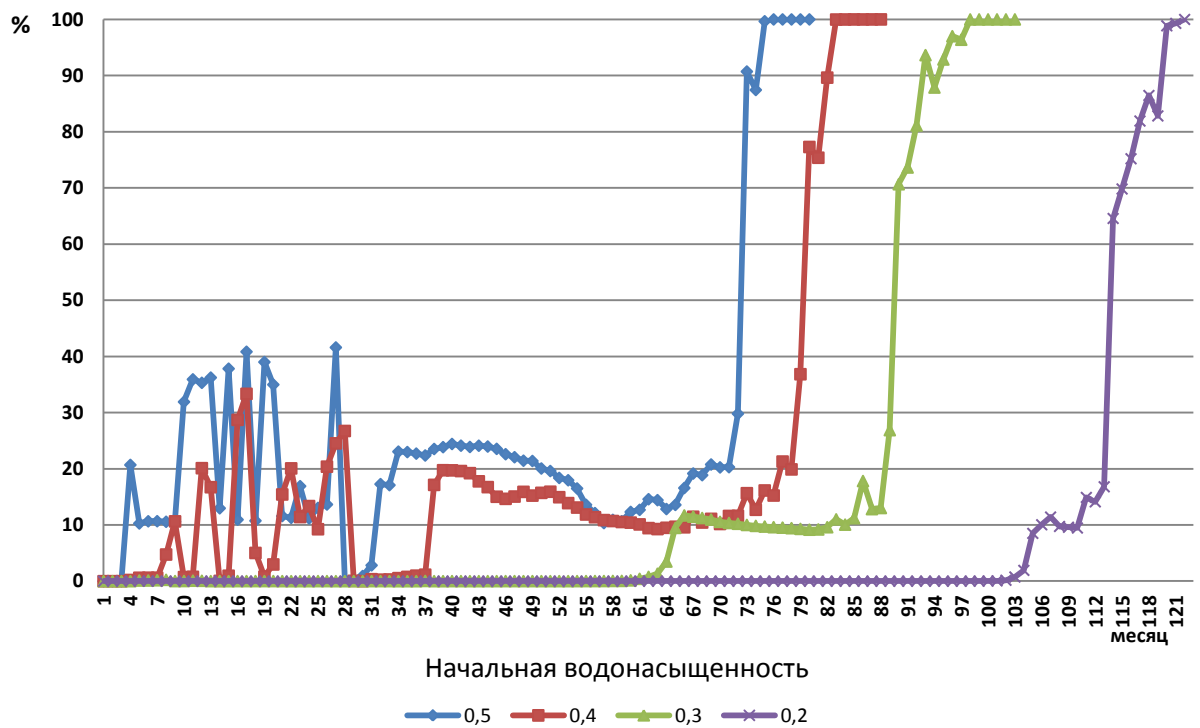


Рисунок 3.8 - Динамика обводненности добываемой продукции для различной начальной водонасыщенности при использовании ВТТ

Если наложить графики добычи нефти в сутки (рисунок 3.6) на график изменения температуры в призабойной зоне пласта (рисунок 3.7), то можно отметить, что резкий рост добычи нефти начинается после достижения температуры 144-149 °С и продолжается до достижения максимальной температуры (178 – 182 °С). Температура 144-149 °С – является температурой кипения воды при начальном пластовом давлении, равном 0,4-0,5 МПа. Это подтверждается графиком изменения обводненности продукции (рисунок 3.8). При его сопоставлении с графиком изменения температур (рисунок 3.7) в пределах температур от 144-149 °С до максимальной видно, что водонасыщенность равномерно снижается или вообще стремится к нулю (при начальной водонасыщенности 0,2), а после достижения максимальной температуры резко растет, достигая практически 100%. Эти выводы подтверждаются и графиками изменения энергетических затрат на кубометр добываемой нефти (рисунок 3.5), и накопленной добычи (рисунок 3.3): относительные энергозатраты начинают резко снижаться, а накопленная добыча – расти в пределах диапазона температур от 144-149 °С до максимальной. После достижения максимальной температуры рост накопленной добычи практически прекращается (рисунок 3.3), а обводненность продукции резко возрастает (рисунок 3.8), следовательно, данную скважину необходимо использовать по другому назначению, например, в качестве нагнетательной для вытеснения остаточной нефти в другие скважины.