

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ МАЛОЙ ТОЛЩИНЫ

Меньшикова И. Н.

научный руководитель к.т.н. Дуркин С. М.

г. Ухта, Ухтинский государственный технический университет

В настоящее время все более актуальной становится проблема вовлечения в более активную разработку огромных ресурсов аномально вязких нефтей.

Данная проблема обусловлена, во-первых, большими запасами таких углеводородов, а во-вторых, сложностью, многогранностью и наукоемкостью задач, решаемых при их освоении.

Не менее актуальной проблемой является и освоение эффективных технологий для извлечения этих ресурсов, поскольку традиционные методы добычи нефти не могут применяться для извлечения высоковязких нефтей, так как не позволяют увеличить нефтедобычу пласта свыше 15% [2].

Лабораторные и промысловые исследования показывают, что наиболее эффективной и промышленно освоенной технологией разработки подобных углеводородов являются термические методы добычи нефти.

В качестве достижений отечественной науки можно отметить уникальный термошахтный метод разработки Ярегского месторождения, позволивший увеличить нефтеотдачу пласта с 6 до 60% [2].

Но следует отметить, что потенциал ресурсов высоковязких нефтей используется недостаточно. Так темп отбора нефти составляет всего 0,5% от начальных извлекаемых запасов [2].

Одной из причин такого положения является недостаток эффективных технологий, обеспечивающих необходимый уровень рентабельности при высокой степени использования запасов.

Фактор, сдерживающий развитие термошахтной технологии – большие инвестиции в строительство новых шахт. Поэтому вопрос изучения и применения других технологий является достаточно важным.

Залежи Ярегского месторождения характеризуются небольшими толщинами, что затрудняет процесс нефтедобычи. Поэтому следует уделить особое внимание прогнозированию показателей разработки таких залежей с помощью современных гидродинамических симуляторов.

В данном докладе рассматривается моделирование горизонтальных скважин, позволяющих вскрыть залежи малой толщины (до 10 м). Построены несколько моделей залежи Ярегской площади Ярегского месторождения с различными толщинами: 10, 20 и 30 м. Смоделированы процессы теплового воздействия на пласт, а именно нагнетание горячей воды и пара. Произведен расчет технологических показателей разработки и сделана оценка экономической эффективности предложенных вариантов. Цель исследования: выбор оптимального варианта разработки залежей ВВН малой толщины.

Прогнозирование показателей разработки проводилось с помощью гидродинамического симулятора Tempest MORE компании ROXAR.

Заданы следующие физико-химические свойства флюидов и параметров пласта:

- | | |
|--|-------------------------------|
| - начальная температура пласта | - 8 ⁰ С; |
| - начальное пластовое давление | - 0,14 МПа; |
| - абсолютная проницаемость | - 2.759 мкм ² ; |
| - пористость | - 0.26; |
| - нефтенасыщенность | - 0.85; |
| - коэффициент сжимаемости породы | - 1,0·10 ⁻⁶ 1/кПа; |
| - плотность нефти в поверхностных условиях | - 945 кг/м ³ ; |

- плотность нефти в пластовых условиях - 933 кг/м³;
- объемный коэффициент нефти - 1,01 м³/м³;
- вязкость нефти в пластовых условиях - 12000 мПа·с.

Варианты моделей:

1. Теплоноситель: пар; толщина пласта: 30 м;
2. Теплоноситель: пар; толщина пласта: 20 м;
3. Теплоноситель: пар; толщина пласта: 10 м;
4. Теплоноситель: горячая вода; толщина пласта: 30 м;
5. Теплоноситель: горячая вода; толщина пласта: 20 м;
6. Теплоноситель: горячая вода; толщина пласта: 10 м;

Для всех вариантов задано одно значение среднесуточной закачки теплоносителя, равное 60 т/сут, при этом температура закачиваемого теплоносителя равна 264 °С.

Расположение скважин представлено на рисунке 1. Расстояние между горизонтальными участками скважин равно 5 м.

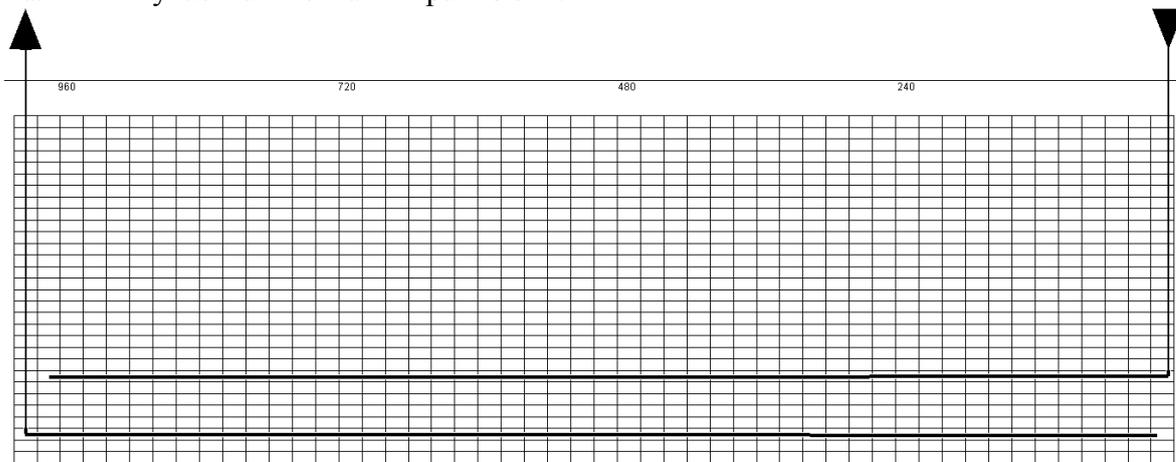


Рисунок 1 – Расположение скважин в модели (h = 30 м)

В результате расчета технологических показателей разработки получены следующие значения накопленной добычи нефти по вариантам (рисунок 2).

Накопленная добыча нефти, тыс.т

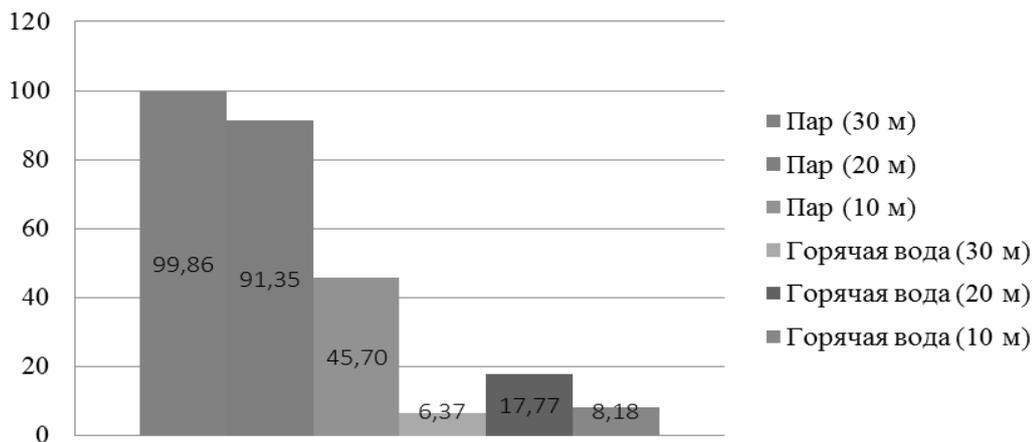


Рисунок 2 – Накопленная добыча нефти

Так же были рассчитаны значения паронефтяного отношения (ПНО) для 1,2 и 3 вариантов (рисунок 3).

Таким образом, для модели толщиной 30 м ПНО в начале моделирования принимало максимальное значение, сравнительно с другими вариантами, равное 7,006 ед. По мере прогрева его величина значительно уменьшилась и стала равной 0,732. Высокое значение

ПНО в начале моделирования связано с большим объемом пласта и, следовательно, с большими объемами закачки, требующимися для разогрева пласта таких размеров.

Что касается модели толщиной 20 м, то значение ПНО по мере прогрева уменьшилось от 3,134 до 0,800.

Для модели, имеющей самую маленькую толщину, в отличие от других вариантов, по мере прогрева пласта ПНО оказалось значительно выше, что может быть связано с малым объемом пласта и быстрым обводнением продукции.

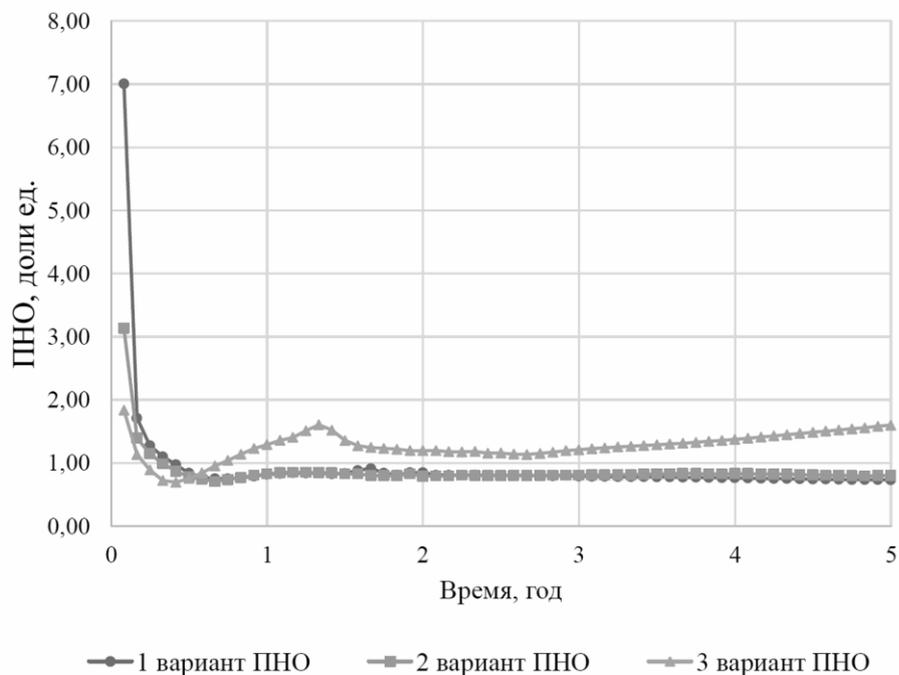


Рисунок 3 – ПНО

В результате расчета коэффициента извлечения нефти (КИН) для вариантов с закачкой горячей воды значение КИН не превышает 10%, что свидетельствует о низкой эффективности применения данного метода воздействия, что обусловлено быстрым обводнением скважинной продукции. Закачке пара в пласт позволяет увеличить значение КИН до 40% (рисунок 4).

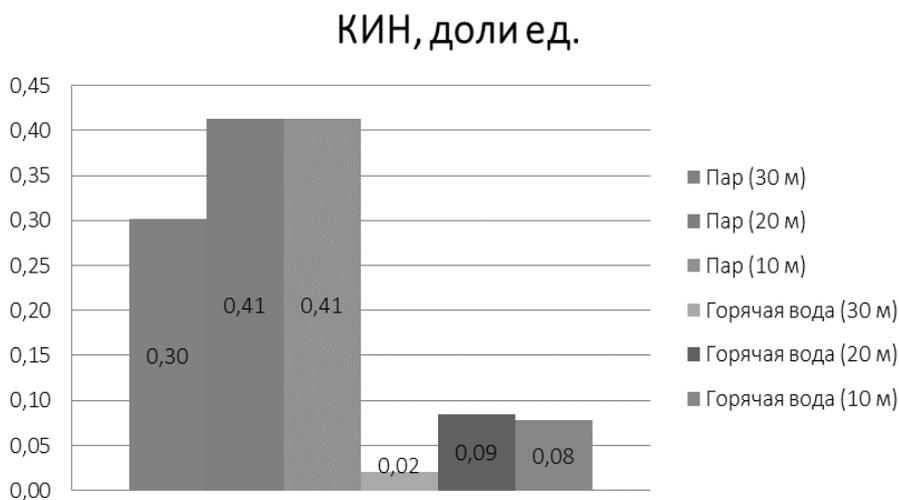


Рисунок 4 – КИН

Для выбора оптимального варианта разработки залежей ВВН малой толщины также был произведен расчет экономической эффективности, в результате которого оценивался

период окупаемости предложенных вариантов [1]. Период окупаемости определен по графику накопленного чистого дисконтированного дохода (ЧДД), представленного на рисунке 5.

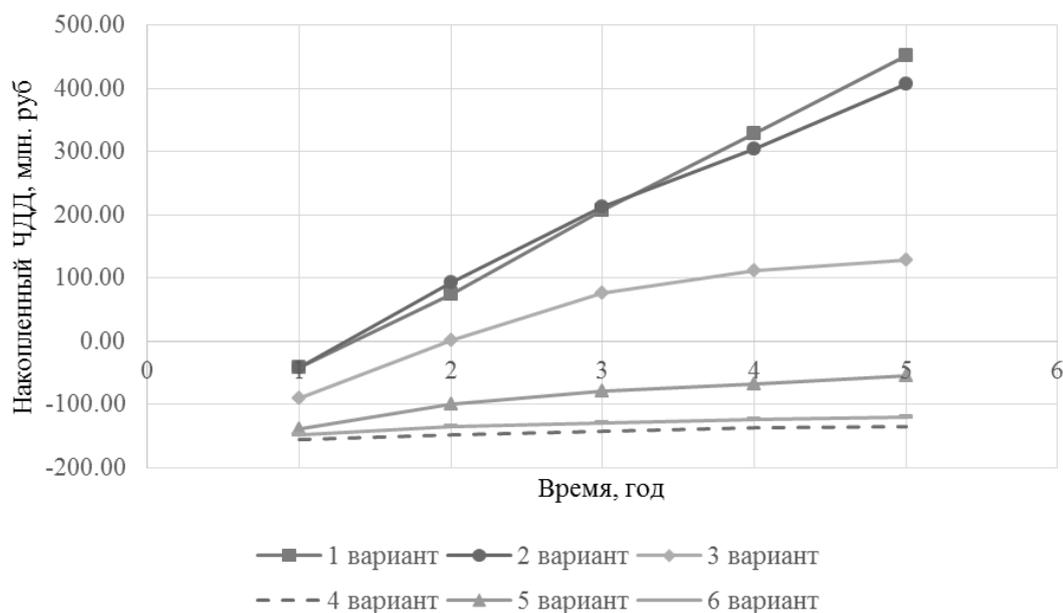


Рисунок 5 – Накопленный ЧДД

Выводы и рекомендации:

Таким образом, для повышения добычи нефти во всех предложенных вариантах необходимо подбирать объем закачиваемого теплоносителя индивидуально для каждого случая.

При прочих равных условиях закачка пара в пласт оказалась наиболее эффективной при разработке залежей ВВН малой толщины, обеспечивая при этом значение коэффициента извлечения нефти на уровне 40%. В то время как значение КИН при закачке горячей воды не превышает 10%.

В результате расчета экономической эффективности выявлено, что варианты с закачкой горячей воды оказались экономически не выгодными и не окупили себя за время моделирования, в то время как срок окупаемости при закачке пара составил 1-2 года.

Таким образом, в результате проведения численных экспериментов и расчета экономических показателей установлено, что разработка залежей ВВН малых толщин (до 10 метров) является рентабельной при закачке пара.

В дальнейшем планируется создание геологической модели и проведение более детальных численных экспериментов. Также следует произвести моделирование других видов теплового воздействия на пласт и сравнить их эффективность.

Список используемой литературы:

- 1 Ксенз, Т.Г. Оценка коммерческой эффективности научно-технических мероприятий на нефтегазодобывающих предприятиях [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Ксенз. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.
- 2 Рузин, Л.М. Технологические принципы разработки залежей anomalно вязких нефтей и битумов [Текст]: монография / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров; под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2007. – 244 с.: ил.