ЗАВИСИМОСТЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ ОТ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА ДВОЙНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

THE DEPENDENCE OF HOT WATER FLOODING EFFICIENCY ON THE FILTRATION-CAPACITIVE PROPERTIES FOR DOUBLE PERMEABILITY RESERVOIR OF HIGH-VISCOSITY OIL DEPOSITS

Э. М. Альмухаметова
Elvira M. Almukhametova

И. В. Владимиров
Igor V. Vladimirov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет, филиал,
г. Октябрьский,
Российская Федерация

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University, Branch,
Oktyabrskiy, Russian Federation

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Изучение процессов неизотермической фильтрации в условиях применения теплового воздействия (закачка горячей воды) в коллекторах двойной проницаемости, насыщенных высоковязкой нефтью, показало:

1. Тепловое воздействие имеет положительный технологический эффект (если речь идет о конечных значениях коэффициента извлечения нефти КИН)), проявление которого отсрочено по времени от начала применения заводнения горячей водой (ЗГВ) (от года до десятка лет) и сопровождается отбором огромного количества попутно добываемой воды (от двух до четырех поровых объемов).
2. Применение теплового воздействия в коллекторах с двойной проницаемостью имеет ряд особенностей. Увеличение конечного коэффициента извлечения нефти при ЗГВ относительно базового варианта происходит в основном за счет увеличения срока разработки при более низких темпах роста обводненности. Однако, при этом величина обводненности длительное время имеет значение, близкое к предельному (98 %). Таким образом, эффект от ЗГВ в основном проявляется при высокой обводненности добываемой продукции.
3. Для вариантов с изотермической фильтрацией зависимость конечного КИН от проницаемости трещин (при неизменной проницаемости поровых блоков) имеет характер снижающейся кривой. Тепловое воздействие меняет данный тренд на обратный, т.е. конечный КИН увеличивается с ростом проницаемости трещинной системы, а значит и с ростом неоднородности поля проницаемости коллектора.
4. Изучение влияния стартовой обводненности на конечный КИН при разных значениях проницаемости трещинной системы показало существование двух областей трещинной проницаемости с разными тенденциями в зависимости КИН от стартовой обводненности. При проницаемости трещин ниже 40 мкм^2 увеличение значения стартовой обводненности приводит к снижению конечного КИН. В области значений трещинной проницаемости более 40 мкм^2 , увеличение стартовой обводненности повышает конечный КИН, при этом зависимость не является монотонной, при значении стартовой обводненности 90 % наблюдается снижение КИН.

Ключевые слова

залежи высоковязкой нефти;
заводнение горячей водой;
фильтрационно-емкостные
свойства;
коэффициент
извлечения нефти

The study of non-isothermal filtration processes under the conditions of application of thermal effects (hot water injection) in double-permeability reservoirs saturated with high-viscosity oil showed:

1. Thermal impact has a positive technological effect (if we are talking about the final values of oil recovery factor (ORF)), the manifestation of which is delayed in time from the start of the use of hot water flooding (HWF) (from one to ten years) and is accompanied by the selection of a huge amount of produced water (from two to four void spaces).
2. The use of thermal effects in double permeability reservoirs has a number of features. The increase in the final oil recovery factor while HWF relative to the base case occurs mainly due to an increase in the development period with a lower water cut growth rate. However, the water cut value for a long time is close to the limit (98 %). Thus, the HWF effect is mainly manifested when the water content of the products is high.
3. For isothermal filtration variants the dependence of the final ORF on the fracture permeability (with pore blocks constant permeability) has the character of a decreasing curve. Thermal effect reverses this trend, i.e. the final ORF increases with growing permeability of the fracture system and, therefore, with increasing inhomogeneity of the reservoir permeability field.
4. A study of starting watering effect on the final ORF at different values of the of the fracture system permeability showed the existence of two areas of fracture permeability with different trends in the dependence of ORF on the initial water content. While the fracture permeability below $40 \mu\text{m}^2$, an increase of the initial water-cut value results in a decrease in the final ORF. In the range of fracture permeability values more than $40 \mu\text{m}^2$, an increase in the initial water-cut increases the final oil recovery factor, while the dependence is not monotonous; starting with water-cut value of 90 %, a decrease in recovery efficiency is observed.

В работах [1-4] было показано, что технология теплового воздействия на коллектор порового типа, как однородный, так и послойно-неоднородный по проницаемости, имеет положительную технологическую эффективность, и вопрос ее применения переходит в экономическую область. Полученные в [2, 3] результаты показали, что величина эффекта от теплового воздействия и время его проявления значительным образом определяются полем проницаемости порового коллектора.

Ниже мы рассмотрим особенности применения теплового воздействия в коллекторе двойной проницаемости. Отметим, что процессы фильтрации в коллекторах двойной проницаемости существенно отличаются от движения пластовых флюидов в поровых коллекторах. Поэтому результаты применения теплового воздействия в коллекторах двойной проницаемости могут значительно отличаться от рассмотренных в работах [2, 3].

Остановимся на причинах постановки данной задачи. В работах [5, 6] исследовались результаты применения технологии закачки горячей воды (ЗГВ) на примере залежей высоковязкой нефти месторождения Северные Бузачи. По данным исследования керна коллектор описывается как поровый. Однако

Key words

high-viscosity oil deposits;
hot water flooding;
the filtration-capacitive properties;
oil recovery factor

многочисленные исследования (гидродинамические исследования скважин (ГДИС), закачка меченых жидкостей, геомеханическое моделирование, анализ начальных дебитов жидкости и др.) показывают, что многие явления в разработке месторождения не могут быть описаны исходя из представления о чисто поровом характере коллектора. Коллекторы горизонтов месторождения имеют сложную иерархическую структуру пустотного пространства. Согласно данным работы [6], по результатам интерпретации данных 3D сейсморазведки на центральных участках месторождения, находящихся в активной разработке, выявлены многочисленные разрывные нарушения. В области разуплотнения породы попадают значительные объемы нефтенасыщенного коллектора (рисунок 1). Характерно, что области разуплотнения хорошо коррелируют с данными трассерных исследований, с расположением скважин с аномальными дебитами жидкости.

В области разуплотнения породы структура порового пространства дополняется трещинами различной протяженности, открытости, емкости и проницаемости. Как показывает анализ результатов гидродинамических исследований скважин [7], находящихся в

Рисунок 1. Карта среза куба когерентности по меловому комплексу месторождения Северные Бузачи. Голубым – синим – белым цветами указаны области с максимальной вероятностью разуплотнения коллектора. Красными звездочками отмечены скважины, характеризующиеся anomalously высокими начальными дебитами нефти. По данным работы [6]

зонах разуплотнения, наиболее адекватной моделью, описывающей систему пустот коллектора, является модель двойной проницаемости.

Рассмотрим модель пласта с коллектором двойной проницаемости. Используемая модель была рассмотрена в работе [1]. Ниже приведем основные ее положения, а также те отличия, которые привносят фильтрационные процессы в коллекторе, состоящем из системы трещин и поровых блоков.

Предположим, что участок залежи имеет размеры $1000 \times 1000 \times 50$ м (рисунок 2). Начальная нефтенасыщенность коллектора изменяется по разрезу пласта от $S_0 = 0.71$ д.ед. в подошве до $S_0 = 0.8$ в кровле. Начальные пластовые давление и температура — $P_0 = 5.2$

М П а ,
 $T_0 = 31^\circ\text{C}$.

Плотность и вязкость воды в пластовых условиях составили 1.04 г/см^3 и $0.83 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ соответственно. Плотность нефти в поверхностных условиях 0.920 г/см^3 . В пластовых условиях вязкость нефти 290 сП , газосодержание $25 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Давление насыщения нефти газом — 5 МПа .

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) представлены на рисунке 3.

Параметры моделей соответствуют условиям месторождения Северные Бузачи.

Участок залежи разбурен плотной сеткой скважин с площадной схемой расположения нагнетательных и добывающих скважин (пятиточечник). Среднее расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами составляет 140 м .

Тепловое воздействие осуществляется в результате закачки в нагнетательные скважины горячей воды с температурой на забое 90°C . При изменении температуры пласта предусмотрены температурные зависимости вязкости нефти и воды (рисунок 4). Кроме того, как было показано лабораторными исследованиями, нагрев пласта повышает коэффициент вытеснения и изменяет относительные фазовые проницаемости нефти. На рисунке 5 представлены относительные фазовые проницаемости нефти при разных температурах — начальной пластовой и максимально возможной при рассматриваемом тепловом воздействии. Как видно на рисунке 5, лабораторные исследования показывают значительные улучшения условий нефтевытеснения при повышении температуры пласта. Почти

Рисунок 2. Куб текущей нефтенасыщенности однородного коллектора с расположением скважин

вдвое снижается величина остаточной нефтенасыщенности и возрастает ОФП нефти в области совместной фильтрации нефти и воды.

Изменение ОФП воды при возрастании температуры пласта будем считать незначительным и в дальнейшем учитывать не будем.

Рисунок 3. Относительные фазовые проницаемости модельного пласта для нефти, воды и газа: ОФП в системе «нефть – вода» (а), ОФП в системе «нефть – газ» (б)

Рисунок 4. Температурные зависимости коэффициента снижения вязкости пластовой нефти и воды, соотношения вязкостей нефти и воды

В вариантах с тепловым воздействием предусмотрена закачка горячей воды (ЗГВ) ($T = 90^\circ\text{C}$). При моделировании неизотермического заводнения использовалась модель Vinsome-Westerveld потерей тепла через кровлю и подошву коллектора [8]. Рассматривались разные условия начала закачки горячей воды: с начала разработки залежи,

Рисунок 5. Относительные фазовые проницаемости нефти при различных температурах пласта

при достижении обводненности добываемой продукции 20 %, 50 %, 70 % и 90 %.

Расчеты ведутся до достижения предельной обводненности добываемой продукции в 98 %, после чего моделирование разработки участка прекращается. Все указанные выше условия являются неизменными для всех рассмотренных гидродинамических задач (MORE 6.7 Technical Reference; 2011).

В рассматриваемых ниже задачах коллектор залежи описывается моделью двойной проницаемости (системы трещин и поровых блоков). Коллектор содержит трещинную систему пористостью $m_{тр} = 0.01$ д.ед. Поровые блоки имеют показатель открытой пористости $m_{пр} = 0.24$ д.ед. Нас интересует, как соотношение проницаемостей систем пор и трещин влияет на эффективность теплового воздействия, поэтому в приведенных ниже задачах проницаемость поровой системы остается неизменной и равной 0.05 мкм^2 , проницаемость трещин изменяется от 10.0 до 70.0 мкм^2 .

Системы поровых блоков и трещин являются однородными в объеме залежи.

Между блоками и трещинами происходят перетоки пластовых жидкостей. Как отмечается в работе [9]: «в реальности, на интенсивность обмена флюидами между трещинами и блоками наибольшее влияние оказывают фильтрационные свойства граничного слоя порового блока. В общем случае состояние приграничного слоя определяется термодинамическими условиями, а также свойствами контактирующих флюидов. Поэтому величина параметра обмена флюидами между системами пор и трещин может принимать широкий спектр значений и зависеть от термодинамических условий». В дальнейшем мы будем считать, что этот параметр является неизменной величиной равной 13.0 л/м^2 . Тем самым мы вводим некоторую систематическую ошибку, которая не влияет на изучаемые тенденции. В модели учтена разница в коэффициентах сжимаемости породы для поровых блоков и трещин. Предполагается, что $\beta_{пор} = 4.35 \cdot 10^{-5} \text{ атм}^{-1}$, а для системы трещин эта величина на два порядка выше. Относительные фазовые проницаемости для систем трещин представлены на рисунке 6. Видно, что относительные фазовые проницаемости в системе трещин отличаются от ОФП в поровых блоках (см. рисунок 3) — в трещинах отсутствуют связанная вода и остаточная нефть [8].

Итак, мы имеем две однородные системы пустотностей, вложенные друг в друга, имеющие разные показатели пористости и проницаемости, осуществляющие обмен флюидами, при этом законы совместного движения нефти и воды (ОФП) в системе трещин и поровых блоков различаются. Рассмотрим, как в таких условиях фильтрации проявляется тепловое воздействие.

Рисунок 6. Относительные фазовые проницаемости модельного пласта в системе «нефть — вода» (трещины)

При изучении теплового заводнения были рассмотрены следующие задачи. Все задачи были разделены на группы вариантов, отличающиеся началом применения закачки горячей воды. В качестве параметра, отвечающего за начало применения ЗГВ, бралась текущая обводненность добываемой продукции участка. Далее группа задач с одинаковым значением стартовой обводненности разбивалась на группы задач для коллекторов с разными значениями коэффициентов проницаемости систем трещин и поровой матрицы. Для каждой пары значений проницаемостей трещин и поровых блоков рассчитывались варианты с изотермическим (базовый) и неизотермическим заводнением.

Применение ЗГВ с начала разработки участка

На рисунках 7, 8 представлены срезы по линиям рядов нагнетательных и добывающих скважин кубов нефтенасыщенности на конец расчетного периода для трещинной и поровой систем для базового варианта и варианта с тепловым воздействием. На рисунке 9 приведены разрезы куба пластовой температуры на конец расчетного периода для варианта с тепловым воздействием. Рисунки построены для случая, когда проницаемость поровой системы составляет 0.05 мкм^2 , а трещин — 10.0 мкм^2 .

На рисунках хорошо видно, что в коллекторе двойной проницаемости существенным является гравитационное разделение фаз. На конец расчетного периода по обоим рассма-

триваемым вариантам остаточные запасы нефти расположены в кровельной части коллектора, а также в застойных зонах межскважинного пространства.

На рисунке 9 видно, что основной объем коллектора внутри системы скважин прогрет

до температур от 85 °С (в области отбора) до 90 °С (в области закачки). Поле температуры для трещинной и поровой систем практически совпадает, поэтому приводятся только данные для трещинной системы.

Рисунок 7. Срезы кубов нефтенасыщенности трещинной (а, в) и поровой (б, г) систем вдоль рядов нагнетательных (а, б) и добывающих (в, г) скважин на конец расчетного периода по базовому варианту разработки

Рисунок 8. Срезы кубов нефтенасыщенности трещинной (а, в) и поровой (б, г) систем вдоль рядов нагнетательных (а, б) и добывающих (в, г) скважин на конец расчетного периода по варианту разработки с применением теплового воздействия

Рисунок 9. Срезы куба пластовой температуры трещинной системы вдоль рядов нагнетательных (а) и добывающих (б) скважин на конец расчетного периода по варианту разработки с применением теплового воздействия

Рассмотрим изменение технологических показателей разработки в результате применения теплового воздействия. Пусть проницаемость трещин изменяется от 10.0 до 70.0 мкм², проницаемость поровых блоков составляет 0.05 мкм², тепловое воздействие осуществляется с самого начала разработки участка. На рисунке 10 представлены дина-

мики дебита нефти и обводненности добываемой продукции для рассматриваемых вариантов разработки при разных значениях коэффициента проницаемости трещин (в подписях кривых сначала указывается вариант, затем значение проницаемости блоков и проницаемость трещин).

Рисунок 10. Динамика дебита нефти (а) и обводненности (б) участка для вариантов с изотермическим заводнением и тепловым воздействием. Кривые получены для разных значений проницаемости трещинной системы

Видно, что наиболее отчетливо тепловое воздействие проявляется в ситуации, когда соотношение проницаемостей трещин и поровых блоков минимально. Однако сам эффект от прогрева поровых блоков в области отборов значительно отсрочен от начала закачки горячей воды.

Если же проницаемости трещин и поровых многократно отличаются друг от друга, то эффект от применения теплового воздействия существенно ниже. При этом можно выделить следующие характерные особенности. Динамика дебита нефти для варианта с тепловым воздействием характеризуется более быстрым снижением в сравнении с базовым вариантом, что связано с более быстрым нарастанием обводненности. Однако, по мере прогрева пласта, скорость снижения дебита нефти при тепловом воздействии по сравнению с базовым вариантом уменьшается и возникает положительный технологический эффект. При этом обводненность для варианта с ЗГВ длительное время практически не меняется. Таким образом, для коллектора с высокой разницей в коэффициентах проницаемости поровых блоков и трещин технологический эффект длительное время остается отрицательным и меняет свой знак после длительного периода закачки горячей воды при высокой обводненности добываемой продукции. Это связано с тем, что при заводнении горячей водой трещинной системы соотноше-

ние вязкостей нефти и воды изменяется в неблагоприятную для разработки сторону. Вода в трещинах становится горячей, и вязкость ее снижается, а в поровых блоках нефть прогревается за счет теплообмена с более низкой скоростью (чем движение воды в трещинах), и ее вязкость снижается незначительно. Данная особенность неизотермической фильтрации в коллекторе двойной проницаемости приводит к быстрому росту обводненности вплоть до значений, близких предельному, при котором расчет останавливается.

Оценим, насколько значим эффект от теплового воздействия. Для этого введем величину, характеризующую величину отклонения от базового варианта в долях базового варианта, т.е. $\eta = \frac{\alpha_{\text{тепло}}^t - \alpha_{\text{баз}}^t}{\alpha_{\text{баз}}^t}$, где α_i^t — текущий технологический показатель (дебит нефти, накопленные отборы нефти и др.) для рассматриваемого варианта (базовый, тепловое воздействие при разной стартовой обводненности). Сравнение обводненности добываемой продукции будем проводить в абсолютных единицах.

Кривые, описывающие отклонения от базового варианта, рассчитаны до конца разработки по базовому варианту. На рисунке 11 представлены относительные изменения текущего дебита нефти и обводненности в результате применения теплового воздействия.

а)

б)

Рисунок 11. Относительные изменения дебита нефти (а) и обводненности (б) участка в результате применения теплового воздействия на коллектор двойной проницаемости с разными значениями проницаемости трещинной системы

Отметим несколько особенностей представленных графиков. Во-первых, кривая прироста дебита нефти с минимальным значением отношения проницаемостей трещин и

поровых блоков (50-10000) имеет два максимума. Первый максимум соответствует увеличению дебита нефти за счет прогрева нефти, сосредоточенной в трещинной системе.

Это связано с тем, что для данного случая тепловое воздействие начинается в момент времени, когда трещинная система не заводнена. При этом наблюдается более быстрый рост обводненности. Второй максимум прироста дебита нефти связан с прогревом нефти, сосредоточенной в поровых блоках, однако он достигается спустя несколько десятков лет применения теплового воздействия. Вторая особенность — это небольшое изменение обводненности добываемой продукции (до 5 %), причем при тепловом воздействии обводненность длительное время выше базовых значений.

При более высоких значениях контраста проницаемостей системы трещин и поровых блоков наблюдается незначительный рост дебита нефти в начальный отрезок времени применения ЗГВ, затем из-за быстрого роста обводненности (на 13–18 % относительно базы) происходит снижение дебита нефти. Рост дебита нефти относительно базового варианта начинается спустя длительный период (от 8 до 15 лет после начала теплового воздействия в зависимости от проницаемости трещин). При этом максимальный относительный прирост дебита нефти достигает почти 100 %, т.е. за счет теплового воздействия дебит нефти возрастает почти в два раза.

На рисунке 12 представлена динамика относительного прироста за счет теплового воздействия накопленных отборов нефти (в долях от базового варианта) для коллекторов двойной проницаемости при разных значениях проницаемости трещинной системы. Рассчитывалась динамика параметра:

$$\eta = \frac{Q'_{\text{тепло}} - Q'_{\text{база}}}{Q'_{\text{база}}}, \text{ где } Q' \text{ — накопленные отборы}$$

нефти в момент времени t для сравниваемых вариантов.

Видно, что знак технологической эффективности закачки горячей воды зависит от соотношения проницаемостей систем трещин и поровых блоков.

При низких значениях проницаемости трещин (из рассмотренного диапазона значений) тепловое воздействие дает на конец базового периода максимальный относительный прирост в 13.4 %. Для более высоких значений проницаемости трещин это изменение отрицательное и на конец соответствующих базовых периодов составляет от –1 % до –5 %. Немаловажным является фактор времени. При применении ЗГВ с начала разработки за-

Рисунок 12. Динамика относительного прироста за счет теплового воздействия накопленных отборов нефти (в долях от базового варианта) для коллекторов двойной проницаемости при разных значениях проницаемости трещин. Кривые рассчитаны до конца разработки по базовому варианту

лежи технологический эффект нарастает быстро за счет прогрева нефти в системе трещин (от 5 месяцев до 5 лет, в зависимости от проницаемости), однако затем наблюдается существенное снижение эффективности технологии за счет быстрого роста обводненности добываемой продукции. Дальнейшее изменение эффективности технологии связано с прогревом нефти в поровых блоках. При этом происходит возрастание относительного прироста за счет теплового воздействия накопленных отборов нефти. Тем не менее, для трещин с высокой проницаемостью относительный эффект на конец базового периода остается отрицательным. Отметим также, что значимый прирост в добыче нефти для задачи с проницаемостями поровых блоков и трещин (50–10000) достигается после продолжительного применения технологии теплового воздействия.

Приведем выводы по применению теплового воздействия на залежи высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. В таблице 1 представлены итоговые результаты модельных расчетов. Сделаем несколько пояснений, касающихся приведенных в таблице данных. Коэффициент извлечения

нефти (КИН) рассчитывается на момент достижения предельной обводненности 98 %. В качестве временной характеристики введено безразмерное время, представляющее собой отношение объемов накопленных отборов жидкости к объему геологических запасов нефти залежи. За время проявления эффекта от теплового воздействия взято время приме-

нения ЗГВ, при котором накопленные отборы нефти базового варианта и варианта с тепловым воздействием отличаются на 0.01 д.ед. от величины для базового варианта, т.е. время при котором $\eta = \frac{Q'_{\text{тепло}} - Q'_{\text{баз}}}{Q'_{\text{баз}}} = 0.01$, где Q' — накопленные отборы нефти в момент времени t .

Таблица 1. Результаты модельных расчетов технологических показателей вариантов разработки участка залежи высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости

Проницаемость трещин, мД	Соотношение проницаемостей трещин и поровых блоков коллектора, отн.ед.	Базовый вариант			Тепловое воздействие			Прирост		Время проявления эффекта, лет
		КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	Время разработки, лет	КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	Время разработки, лет	КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	
10000	200	0.159	1.671	60	0.229	3.838	97	0.070	2.167	1.5
30000	600	0.138	1.147	28	0.231	4.755	97	0.094	3.608	0.5
50000	1000	0.127	0.992	21	0.233	5.018	100	0.107	4.026	0.4
70000	1400	0.120	0.981	20	0.234	5.068	100	0.114	4.086	0.3

Отметим основные особенности применения ЗГВ на залежах высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. Закачка горячей воды применяется с начала разработки участка. В этом случае эффект от ЗГВ нарастает очень быстро за счет прогрева нефти в системе трещин. Однако затем наблюдается быстрый рост обводненности, и текущий эффект от ЗГВ становится отрицательным, а накопленный эффект от применения технологии начинает снижаться. Следующий прирост технологического от прогрева нефти в поровых блоках происходит после длительного применения ЗГВ (от 7 до 40 лет для условий рассмотренных задач). Если оценивать эффект от ЗГВ в пределах соответствующих базовых периодов, то накопленный технологический эффект от теплового воздействия для коллектора с трещинами высокой проницаемости остается отрицательным. Однако все варианты с тепловым воздействием имеют большее время эксплуатации с обводненностью ниже критического значения. Как обсуждалось уже ранее, применение ЗГВ позволяет достичь более низких темпов роста обводненности (в сравнении с базовым вариантом) при полном заводнении трещинной системы (рисунки 10). Увеличение срока эксплуатации также позволяет повысить конечный КИН за счет теплового воздействия, что отражено в

таблице 1 и на рисунках 13 и 14. При этом, однако, необходимо учитывать, что основной эффект от ЗГВ проявляется при высокой обводненности добываемой продукции.

Отметим еще одну характерную особенность. На рисунке 13 представлены зависимости конечного КИН от проницаемости трещинной системы коллектора для базового варианта и варианта с ЗГВ. Видно, что для варианта с изотермической фильтрацией зависимость имеет характер снижающейся кривой, что соответствует традиционным представлениям о разработке залежи высоковязкой нефти с сильно неоднородным по проницаемости коллектором (напомним, что при росте проницаемости системы трещин при фиксированной проницаемости поровых блоков возрастает показатель неоднородности поля проницаемости). Тепловое воздействие меняет данный тренд на обратный, т.е. конечный КИН увеличивается с ростом проницаемости трещинной системы, а значит и с ростом неоднородности поля проницаемости коллектора.

Применение ЗГВ при стартовой обводненности добываемой продукции 20 %, 50 %, 70 %, 90 %

Рассмотрим, как влияет на эффективность теплового воздействия время начала применения технологии. За параметр времени начала ЗГВ примем обводненность добываемой про-

Рисунок 13. Зависимости конечного КИН от проницаемости трещинной системы коллектора для базового варианта и варианта с ЗГВ

дукции, что позволит нам в какой-то мере сопоставить задачи с разной проницаемостью трещинной системы. Рассмотрим следующие значения стартовой обводненности: 20 %, 50 %, 70 %, 90 %.

На рисунке 15 представлены динамики относительного изменения дебита нефти и обводненности участка в результате применения теплового воздействия на коллектор двойной проницаемости с разными значениями проницаемости трещинной системы при разных значениях стартовой обводненности.

На рисунке хорошо видно, что повышение значения стартовой обводненности уменьшает области отрицательных значений относительного изменения дебита нефти (как по продолжительности, так и по амплитуде) и положительных приростов обводненности (относительно базового варианта). На рисунке 15, ж, з показано, что при стартовой обводненности 90 % применение ЗГВ во всех рассмотренных задачах практически всегда дает положительный технологический эффект — увеличение дебита нефти и снижение обводненности.

Сравнение динамик относительного изменения накопленных отборов нефти для разных значений стартовой обводненности (рисунок 16) показывает, что увеличение стартовой обводненности сглаживает анализируемые

Рисунок 14. Зависимости прироста КИН и безразмерного времени разработки от проницаемости трещинной системы коллектора двойной проницаемости

зависимости. На рисунке 16, з видно, что зависимости имеют характер монотонного роста не только для значений проницаемости поровых блоков и трещин (50–10000), но и для других случаев (например, (50–50000) и (50–70000)), чего не наблюдается при более низких значениях стартовой обводненности.

Рассмотрим зависимости конечных КИН для вариантов с применением теплового воздействия для разных значений проницаемости трещинной системы и при разной стартовой обводненности. В таблице 2 приведены результаты всех рассмотренных задач.

Построим зависимости КИН для вариантов с применением ЗГВ от проницаемости трещинной системы при разных значениях стартовой обводненности. На рисунке 17 показаны полученные результаты. Видно, что в тенденции воздействия на конечный КИН стартовой обводненности выделяются две области трещинной проницаемости. При проницаемости трещин ниже 40 мкм² увеличение значения стартовой обводненности приводит к снижению конечного КИН. В области значений трещинной проницаемости более 40 мкм² увеличение стартовой обводненности повышает конечный КИН, при этом зависимость не является монотонной, при значении стартовой обводненности 90 % наблюдается снижение КИН.

Рисунок 15. Относительные изменения дебита нефти (а, в, д) и обводненности (б, г, е) участка в результате применения теплового воздействия на коллектор двойной проницаемости с разными значениями проницаемости трещинной системы при разных значениях стартовой обводненности 20 % (а, б), 50 % (в, г), 70 % (д, е), 90 % (ж, з)

Данная зависимость КИН от стартовой обводненности представлена на рисунке 18. Кривые для значений проницаемости трещин

менее 40 мкм^2 имеют монотонный характер, КИН снижается с ростом стартовой обводненности.

Рисунок 16. Динамика относительного прироста за счет теплового воздействия накопленных отборов нефти (в долях от базового варианта) для коллекторов двойной проницаемости при разных значениях проницаемости трещин и стартовой обводненности 20 % (а), 50 % (б), 70 % (в), 90 % (г). Кривые рассчитаны до конца разработки по базовому варианту

Таблица 2. Результаты модельных расчетов технологических показателей вариантов разработки участка залежи высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости при разных значениях проницаемости трещинной системы и стартовой обводненности

Проницаемость трещин, мД	Соотношение проницаемостей трещин и поровых блоков коллектора, отн.ед.	базовый вариант			Тепловое воздействие																	
					Стартовая обводненность, %																	
					0 %			Прирост			20 %			Прирост			Время проявления эффекта, лет	50 %			Прирост	
		КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	Время разработки, лет	КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	Время разработки, лет	КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	Время разработки, лет	КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	Время разработки, лет	КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	Время разработки, лет		КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	Время проявления эффекта, лет		
10000	200	0.159	1.671	60	0.229	3.838	97	0.070	2.167	1.5	0.228	3.780	95	0.069	2.111	18	0.227	3.715	95	0.069	2.046	13.8
30000	600	0.138	1.147	28	0.231	4.755	97	0.094	3.608	0.5	0.230	4.592	98	0.092	3.447	6	0.229	4.546	98	0.092	3.402	4.1
50000	1000	0.127	0.992	21	0.233	5.018	100	0.107	4.026	0.4	0.234	4.992	100	0.108	4.000	17	0.235	4.993	100	0.108	4.001	1.8
70000	1400	0.120	0.981	20	0.234	5.068	100	0.114	4.086	0.3	0.236	5.056	100	0.115	4.074	15	0.236	5.056	100	0.116	4.075	1.3

Пролужение таблицы 2

Проницаемость трещин, мД	Соотношение проницаемостей трещин и поровых блоков коллектора, отн.ед.	базовый вариант			Тепловое воздействие											
					Стартовая обводненность, %											
					70 %			Прирост		Время проявления эффекта, лет	90 %			Прирост		Время проявления эффекта, лет
		КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	Время разработки, лет	КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	Время разработки, лет		КИН, д.ед.	Безразмерное время, отн.ед.	Время разработки, лет			
10000	200	0.159	1.671	60	0.227	3.691	95	0.069	2.022	11.0	0.227	3.659	95	0.068	1.990	18.0
30000	600	0.138	1.147	28	0.229	4.495	98	0.091	3.351	2.4	0.228	4.466	98	0.090	3.321	5.0
50000	1000	0.127	0.992	21	0.235	4.995	100	0.108	4.002	1.4	0.234	4.995	100	0.108	4.002	8.5
70000	1400	0.120	0.981	20	0.236	5.056	100	0.115	4.075	1.2	0.235	5.056	100	0.114	4.075	7.1

Рисунок 17. Зависимость конечного КИН для вариантов с закачкой горячей воды от проницаемости трещин при разных значениях стартовой обводненности

Рисунок 18. Зависимость конечного КИН для вариантов с закачкой горячей воды от стартовой обводненности при разных значениях проницаемости трещин

Для значений трещинной проницаемости выше 40 мкм² зависимость имеет немонотонный характер с максимальным значением конечного КИН при стартовой обводненности в интервале значений от 60 % до 70 %. Отметим, что максимум имеет «размазанный» вид, это не позволяет установить значение стартовой обводненности, соответствующее максимальному значению КИН.

Построение зависимости прироста конечного КИН за счет применения теплового воздействия показывает, что при всех рассмотренных значениях стартовой обводненности и при всех значениях трещинной проницаемости, технология ЗГВ имеет положительный технологический эффект (рисунок 19).

Рисунок 19. Зависимость прироста конечного КИН для вариантов с закачкой горячей воды от стартовой обводненности при разных значениях проницаемости трещин

Выводы

Таким образом, применение теплового воздействия (закачки горячей воды) в коллекторах двойной проницаемости имеет ряд особенностей.

1. Во всех рассмотренных выше задачах тепловое воздействие имеет положительный технологический эффект, если речь идет о конечных значениях коэффициента извлечения нефти.

2. Увеличение конечного КИН при ЗГВ относительно базового варианта происходит в основном за счет увеличения срока разработки при более низких темпах роста обводненности. Однако при этом величина обводненности длительное время имеет значение близкое предельному (98 %). Таким образом, эффект от ЗГВ в основном проявляется при высокой обводненности добываемой продукции.

3. Для вариантов с изотермической фильтрацией зависимость конечного КИН от проницаемости трещин (при неизменной проницаемости поровых блоков) имеет характер снижающейся кривой. Тепловое воздействие меняет данный тренд на обратный, т.е. конечный КИН увеличивается с ростом проницаемости трещинной системы, а значит и с ростом неоднородности поля проницаемости коллектора.

4. Изучение влияния стартовой обводненности на конечный КИН при разных значениях проницаемости трещинной системы показало существование двух областей трещинной проницаемости с разными тенденциями в зависимости КИН от стартовой обводненности. При проницаемости трещин ниже 40 мкм^2 увеличение значения стартовой обводненности приводит к снижению конечного КИН. В области значений трещинной прони-

цаемости более 40 мкм^2 увеличение стартовой обводненности повышает конечный КИН, при этом зависимость не является монотонной, при значении стартовой обводненности 90 % наблюдается снижение КИН.

5. Сравнение динамик технологических показателей вариантов изотермического заводнения и теплового воздействия показывает, что за период, соответствующий времени разработки базового варианта:

а) технологический эффект от ЗГВ зависит от проницаемости трещинной системы. Чем ниже проницаемость трещин, тем выше эффект от ЗГВ в течение времени разработки по базовому варианту;

б) технологический эффект от теплового воздействия зависит от времени начала закачки горячей воды, т.е. от стартовой обводненности. При закачке горячей воды с начала разработки участка положительный эффект получен только для минимального (из рассмотренных) значения проницаемости трещинной системы. В остальных случаях накопленные эффекты от ЗГВ на конец соответствующих базовых периодов остаются отрицательными. С увеличением стартовой обводненности накопленный технологический эффект от теплового воздействия становится положительным для всех рассмотренных значений трещинной проницаемости.

6. Таким образом, тепловое воздействие на коллекторах двойной проницаемости, насыщенных высоковязкой нефтью, имеет положительный технологический эффект, проявление которого отсрочено по времени от начала применения ЗГВ (от года до десятка лет) и сопровождается отбором огромного количества попутно добываемой воды (от двух до четырех поровых объемов).

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М., Недра. 1988. 343 с.

2. Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М., Велиев Э.М. Определение условий эффективного применения заводнения горячей водой при разработке залежей высоковязкой нефти с поровым типом коллектора, условно однородным по проницаемости // Нефтепромысловое дело. 2016. Вып. 8. С. 12–19.

3. Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М., Велиев Э.М. Исследование процессов неизотермического вытеснения высоковязкой нефти из послойно неоднород-

ного по проницаемости коллектора // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 3. С. 55–62.

4. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Общие принципы применения теплового воздействия в коллекторах, насыщенных высоковязкой нефтью // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XIV Междунар. науч.-практ. конф. 23 октября 2014 г. Уфа, 2014. С. 58–59.

5. Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи: отчет о НИР / ЗАО «Конкорд», научный руководитель — к.ф.-м.н. О.Н. Пичугин; сводный отчет за 2011 год (договор № SC12/113/00/S). М., 2012. 209 с.

6. Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи: отчет о НИР / ЗАО

«Конкорд»; сводный отчет за 2013 год (договор № SC12/113/00/S). М., 2014. 369 с.

7. Сводный отчет о выполнении трассерных исследований на 33 нагнетательных скважинах месторождения Северные Бузачи: отчет о НИР / АО «НИПИНЕФТЕГАЗ»; договор № SC12/467 от 17.07.2012 г. Актау, 2013. 134 с.

8. MORE 6.7 Technical Reference. ROXAR, 2011. 152 p.

9. Владимиров И.В., Андреев Д.В., Егоров А.Ф. Влияние взаимодействия между системами матричных блоков и трещин на выработку запасов нефти карбонатных трещиновато-поровых коллекторов. // Нефтепромысловое дело. 2011. № 5. С. 9–12.

REFERENCES

1. Baibakov N.K., Garushev A.R. *Teplovye metody razrabotki neftyanykh mestorozhdenii* [Thermal Methods of Oil Field Development]. Moscow, Nedra Publ., 1988. 343 p. [in Russian].

2. Vladimirov I.V., Al'mukhametova E.M., Veliev E.M. *Opreделение uslovii effektivnogo primeneniya zavodneniya goryachei vody pri razrabotke zalezhei vysokovязкой нефти s porovym tipom kolektora, uslovno odnorodnym po pronitsaemosti* [Determination of Conditions of Hot Water-Flooding when Developing High-Viscous Oil Deposits of Pore Type Collector Conditionally Homogeneous by Permeability]. *Neftpromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2016, Issue 8, pp. 12–19. [in Russian].

3. Vladimirov I.V., Al'mukhametova E.M., Veliev E.M. *Issledovanie protsessov neizotermicheskogo vytesneniya vysokovязкой нефти iz posloino neodnorodnogo po pronitsaemosti kolektora* [The Study of Non-Isothermal Displacement Processes of Highly Viscous Oil from Heterogeneous Permeability Stratification Reservoir]. *Neftgazovoe delo — Oilfield Engineering*, 2016, Vol. 14, No. 3, pp. 55–62. [in Russian].

4. Vladimirov I.V., Veliev E.M., Al'mukhametova E.M. *Obshchie printsipy primeneniya teplovogo vozdeistviya v kolektorakh, насыщенных высоковязкой*

neft'yu [General Principles for the Application of Thermal Effects in Reservoirs Saturated with High-Viscosity Oil]. *Materialy XIV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Energoeffektivnost'. Problemy i resheniya» 23 oktyabrya 2014 g.* [Proceedings of XIV International Scientific and Practical Conference «Power Efficiency. Problems and Solutions» October, 23, 2014]. Ufa, 2014, pp. 58–59. [in Russian].

5. *Nauchno-tekhnicheskoe soprovozhdenie razrabotki mestorozhdeniya Severnye Buzachi: otchet o NIR (ZAO «Konkord», nauchnyi rukovoditel' — k.f.-m.n. O.N. Pichugin; svodnyi otchet za 2011 god, dogovor № SC12/113/00/S).* [Scientific and Technical Support of the Development of the North Buzachi Field (Contract Number SC12/113/00/S). Summary Report for 2011 (Supervisor — PhD Pichugin O.N., Concord CJSC)]. Moscow, 2012. 209 p. [in Russian].

6. *Nauchno-tekhnicheskoe soprovozhdenie razrabotki mestorozhdeniya Severnye Buzachi: otchet o NIR (ZAO «Konkord»; svodnyi otchet za 2013 god, dogovor № SC12/113/00/S).* [Scientific and Technical Support of the Development of the North Buzachi Field (Concord CJSC; Summary Report for 2013, Contract No. SC12/113/00/S)]. Moscow, 2014. 369 p. [in Russian].

7. *Svodnyi otchet o vypolnenii trassernykh issledovaniy na 33 nagnetatel'nykh skvazhinakh mestorozhdeniya Severnye Buzachi: otchet o NIR (AO «NIPINEFTEGAZ»; dogovor № SC12/467 ot 17.07.2012 g.).* [Summary Report on the Performance of Tracer Studies at 33 Injection Wells of the North Buzachi Field (NIPINEFTEGAZ JSC, Contract No. SC12/467 dd. July 17, 2012)]. Aktau, 2013. 134 p. [in Russian].

8. MORE 6.7 Technical Reference. ROXAR, 2011. 152 p.

9. Vladimirov I.V., Andreev D.V., Egorov A.F. *Vliyanie vzaimodeistviya mezhdu sistemami matrichnykh blokov i treshchin na vyrabotku zapasov нефти karbonatnykh treshchinovato-porovykh kolektorov* [Impact of Interaction between Matrix Blocks and Fractures on Oil Stocks Extraction out of Fracture-Porous Carbonate Collectors]. *Neftpromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2011, No. 5, pp. 9–12. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Альмухаметова Эльвира Маратовна, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

Elvira M. Almuhametova, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Assistant Professor of Exploration and Exploitation of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Branch, Oktyabrskiy, Russian Federation

e-mail: elikaza@mail.ru

Владимиров Игорь Вячеславович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Igor V. Vladimirov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Gas and Gas-Condensate Fields Design and Exploitation Department, USPU, Ufa, Russian Federation

e-mail: igorv@ufamail.ru