

УДК 622.276

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО СПОСОБА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ МЕТОДОМ «РУЧНОГО» СКРИНИНГА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Бакин Д.А., Алиев М.М., Синцов И.А.

ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,
Тюмень, e-mail: didimba@inbox.ru

Для принятия решений о выборе метода увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений углеводородов широко применяются методы скрининга. Существует три типа скрининга: обычный, геологический и детальный. Применение скрининга позволяет существенно сократить область поиска потенциальных методов увеличения нефтеотдачи, даже для нетипичных залежей и месторождений. Для условий месторождения высоковязкой нефти с малыми глубинами залегания и низкой проницаемостью оптимальным методом является закачка горячей воды. Существует две технологии нагнетания горячей воды в пласт: непрерывное и циклическое. Для сокращения эксплуатационных затрат рекомендуется применение циклической закачки. Определение оптимального цикла закачки холодной и горячей воды, а также температуры горячей воды осуществлялось исходя из технико-экономического сопоставления различных вариантов разработки, проведенных с помощью компьютерного моделирования.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, скрининг, месторождение, высоковязкая нефть, гидродинамическое моделирование

CHOOSE AN OPTIMAL WAY TO STIMULATION METHOD BY MANUAL SCREENING FOR HEAVY OIL FIELD EXAMPLE

Bakin D.A., Aliev M.M., Sintsov I.A.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen State Oil and Gas University»,
Tyumen, e-mail: didimba@inbox.ru

Decisions about the choice of the enhanced oil recovery method in the hydrocarbon fields development are widely used screening methods. There are three types of screening: normal, geological and detailed. The use of screening can significantly reduce the area of the search for potential EOR methods, even for non-standard fields and deposits. For the conditions of heavy oil fields with small depth and low permeability, the best method is the hot water injection. There are two techniques pumping hot water into the formation: continuous and cyclical. To reduce operating costs we recommend the use of cyclic injection. Determination of the optimal pumping cycle of hot and cold water and hot water temperature was carried out on the basis of technical and economic comparison of different design options, conducted by computer simulation.

Keywords: methods of enhanced oil recovery, screening, field, heavy oil, reservoir simulation

При разработке месторождений углеводородов, содержащих трудноизвлекаемые запасы, необходимо уже на ранних стадиях разработки рассматривать возможность применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Для принятия решений о выборе МУН при разработке месторождений углеводородов широко применяются методы скрининга. Существует три типа скрининга: обычный, геологический и детальный. Чаще всего для выбора МУН применяется первый тип, предусматривающий использование поисковых таблиц с установленными интервалами применимости, которые, в свою очередь, построены на основе экспертных оценок и данных успешных проектов. При реализации данного метода сопоставляют представительные усредненные характеристики флюидов и породы-коллектора с данными поисковых таблиц, устанавливая их попадание или непопадание в интервал применимости [1].

В рассматриваемой работе представлено обоснование выбора МУН для месторожде-

ния нефти повышенной вязкости (27 МПа·с). Главной особенностью данного месторождения является небольшая глубина залегания продуктивных пластов (до 100 м), что обуславливает низкое начальное пластовое давление (0,7 МПа), высокую пористость (22%), слабую цементированность коллектора. Пласт-коллектор поровый, низкопроницаемый (11,2 мД). Геолого-физическая характеристика пласта представлена в табл. 1.

Нефтяная залежь приурочена к Тиманскому горизонту, сложенному переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. По результатам исследований керна (96 образцов) породы I пласта представлены глинистыми алевропесчаниками (38%), глинисто-песчаными алевролитами (23%), алевроито-глинистыми песчаниками (22%) и глинистыми алевролитами (6%). Такие характеристики объекта разработки во многом являются уникальными, учитывая повышенную вязкость нефти, малую глубину залегания пласта и пониженное пластовое давление.

При скрининге учитывались такие параметры, как эффективная толщина, температура пласта, глубина залегания, вязкость нефти, проницаемость, пластовое давление, нефтенасыщенность и литологический состав пласта (табл. 2).

В результате анализа установлено, что наиболее подходящим методом увеличения нефтеотдачи в данном случае является вытеснение горячей водой. Определяющими параметрами при выборе метода оказались вязкость нефти и толщина пласта, а также проницаемость и пластовое давление.

Прогнозируемая эффективность закачки горячей воды обусловлена установленной для месторождения зависимостью динамической вязкости нефти (рис. 1) и коэффициента вытеснения (рис. 2) от температуры вытесняющего агента.

Таблица 1
Геолого-физическая характеристика пласта

Средняя глубина залегания, м	80
Средняя общая толщина, м	37,8
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,1
Пористость, %	22
Проницаемость, мкм ²	0,0112
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,57
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,32
Коэффициент расчлененности, ед.	9,5
Начальное пластовое давление, МПа	0,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	27
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	859
Давление насыщения, МПа	0,03
Газосодержание, м ³ /т	0,45
Средняя продуктивность, м ³ /(МПа·сут)	3,6

Таблица 2
Граничные условия для применения МУН в зависимости от геолого-физических условий

	Расмагнриваемое месторождение	Закачка CO ₂	Водогазовые смеси	Полимерное заводнение	Закачка ПАВ	Закачка мицеллярных растворов	Вытеснение паром	Внутрипластовое горение	Вытеснение горячей водой
Эффективная толщина пласта, м	37,8	< 25	< 25	< 100	< 25	< 25	> 6	> 3	> 3
Глубина залегания, м	80	–	–	–	–	–	< 1200	–	< 1500
Вязкость, сП	27	< 15	–	> 50	< 25	< 15	> 50	> 10	> 5
Температура пласта, °С	5,3	–	–	< 70	< 70	< 70	–	–	–
Проницаемость, мД	11,2	–	–	> 100	–	–	> 200	> 100	–
Пластовое давление, атм	3	> 80	> 80	–	–	–	–	–	–
Нефтенасыщенность, %	50	> 30	> 30	> 50	> 50	> 25	> 50	> 50	> 50
Содержание глины, %	–	–	–	–	–	–	< 10	–	< 10

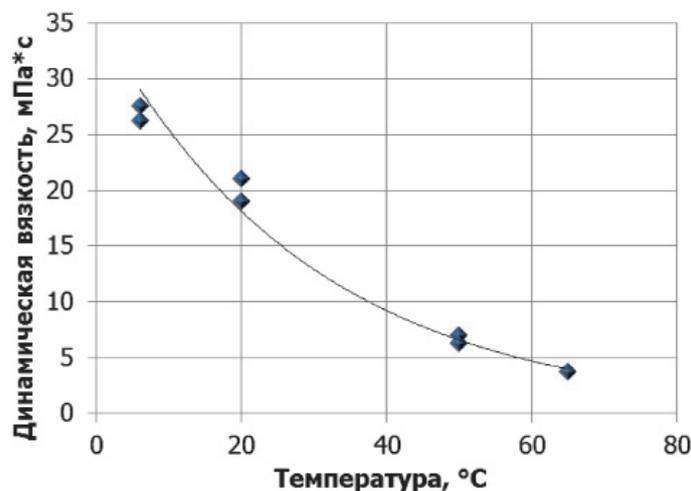


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости от температуры вытесняющего агента

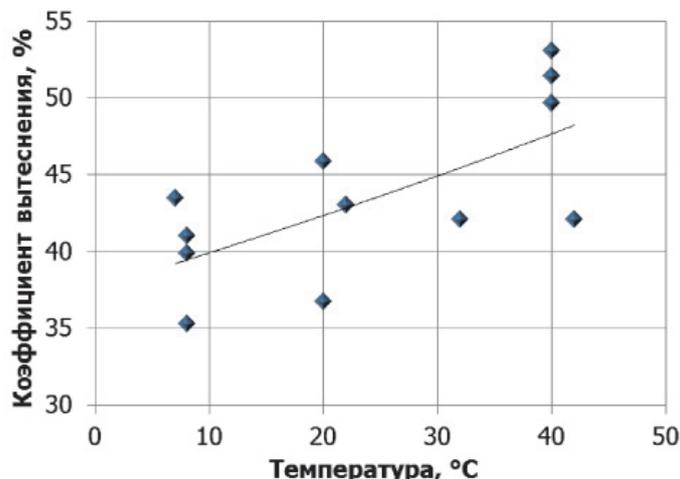


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения от температуры вытесняющего агента

Горячая вода является наиболее доступным, легко изготавливаемым теплоносителем. Она обладает высокой теплоёмкостью (4 кДж/кг^{°C}), оказывает на пласт интенсивное тепловое воздействие и характеризуется высокими нефтевытесняющими свойствами [3].

Существует две технологии нагнетания горячей воды в пласт: непрерывное и циклическое.

Первая технология применялась на начальной стадии внедрения термических методов МУН и в промышленном масштабе была опробована на месторождении Узень [3]. Однако такая технология требует большого расхода тепловой энергии. Это находит отражение в высоких затратах на нагрев закачиваемого агента. Поэтому непрерывная закачка горячей воды всегда сопровождается на завершающей стадии нагнетанием ненагретой воды.

Более рациональным методом увеличения нефтеотдачи признана циклическая закачка, которая при правильном проектировании позволяет уменьшить энергетические затраты без существенного уменьшения коэффициента вытеснения.

При закачке горячей воды в пласт образуются три зоны (рис. 3): зона I – прискважинная область, заполненная горячей водой, зона II – область разогретой нефти. Далее зоны III и IV – области с начальной пластовой температурой. Различие между ними в том, что в зоне IV давление равно пластовому, тогда как в зоне III оно повышено – в этой зоне подвижность нефти более высока вследствие воздействия фронта закачки, образованного продвижением зоны II.

Внешняя граница нагретой зоны (II) называется тепловым фронтом, тогда как внешняя граница зоны повышенной подвижности (III) – гидродинамическим фронтом или фронтом вытеснения.

Примечательной особенностью процесса является отставание теплового фронта от гидродинамического, что объясняется потерями тепловой энергии агента вблизи теплового фронта за счёт расхода на нагрев скелета породы и насыщающего её флюида. Также следует отметить, что на линии теплового фронта происходит растворение вязкой нефти более подвижными легкими фракциями углеводородов из нагретой области.

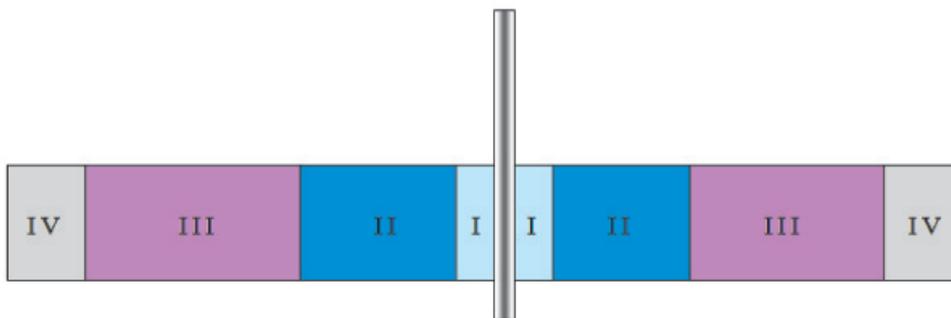


Рис. 3. Зоны распространения температуры и давления вокруг ствола нагнетательной скважины

Все эти зоны испытывают взаимное влияние. Повышение нефтеизвлечения при закачке горячей воды достигается за счёт снижения вязкости нефти, теплового расширения нефти, эффекта дистилляции и изменения соотношения подвижностей [2].

Основной задачей при проектировании такого метода воздействия является выбор температуры закачиваемого агента и длительности циклов закачки горячей и холодной воды.

характеризуются сниженной выработкой запасов нефти на скважину. Накопленная добыча нефти на скважину по этим вариантам меньше средней по всем вариантам от 2,0 до 4,6%. Оптимальными с точки зрения выработки запасов и экономической эффективности являются циклическая закачка горячей (90°C) и холодной воды периодом 5/10 лет и закачка горячей (50°C) и холодной воды периодом 10/5 лет.

Таблица 3

Обоснование технологических параметров теплового воздействия

Температура воды	Цикл горячая/холодная вода, лет/лет		
	5/10	5/5	10/5
90°C	$Q_{\text{нак}} = 15,3$ тыс. т / скв. ЧДД + 11,8 млн руб.	$Q_{\text{нак}} = 15,6$ тыс. т / скв. ЧДД – 10,1 млн руб.	$Q_{\text{нак}} = 16,3$ тыс. т / скв. ЧДД – 25,1 млн руб.
70°C	$Q_{\text{нак}} = 14,9$ тыс. т / скв. ЧДД + 15,1 млн руб.	$Q_{\text{нак}} = 15,1$ тыс. т / скв. ЧДД + 6,7 млн руб.	$Q_{\text{нак}} = 15,7$ тыс. т / скв. ЧДД – 12,9 млн руб.
50°C	$Q_{\text{нак}} = 14,5$ тыс. т / скв. ЧДД + 31,5 млн руб.	$Q_{\text{нак}} = 14,6$ тыс. т / скв. ЧДД + 21,6 млн руб.	$Q_{\text{нак}} = 15,1$ тыс. т / скв. ЧДД + 8,0 млн руб.

Определение оптимального цикла закачки холодной и горячей воды, а также температуры горячей воды осуществлялось исходя из технико-экономического сопоставления различных вариантов разработки, проведенных с помощью компьютерного моделирования. Для моделирования был выбран участок, разбуренный по квадратной сетке, с организацией обращенной девятиточечной системы воздействия и расстоянием между скважинами 300 м, общим количеством скважин 25 ед., в том числе 21 добывающая, 4 нагнетательных. Были рассмотрены три варианта циклической закачки горячей/холодной воды: 5/10, 5/5, 10/5 лет. Температура горячей воды поддерживалась на уровне: 50, 70, 90°C. Всего было проанализировано девять вариантов теплового воздействия на пласт (табл. 3).

Как видно из табл. 3, варианты с циклической закачкой горячей (90°C) и холодной воды периодом 5/5 и 10/5 лет, а также с закачкой горячей (70°C) и холодной воды периодом 10/5 лет характеризуются отрицательным ЧДД. Данный факт вызван высокими эксплуатационными затратами на подогрев воды.

Средняя накопленная добыча нефти на скважину по всем вариантам разработки составляет 15,2 тыс. т. Два варианта циклической закачки горячей (50°C) и холодной воды (5/10 и 5/5 лет) и один вариант закачки горячей (70°C) и холодной воды (5/10 лет)

Выводы

1. Применение скрининга позволяет существенно сократить область поиска потенциальных методов увеличения нефтеотдачи даже для нетипичных залежей и месторождений.

2. Для условий месторождения высоковязкой нефти с малыми глубинами залегания и низкой проницаемостью оптимальным методом является закачка горячей воды.

3. Для сокращения эксплуатационных затрат рекомендуется применение циклической закачки. На основе секторной гидродинамической модели обоснованы оптимальные циклы закачки.

Список литературы

1. Алваро В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. – М.: ООО «Премиум-инжиниринг», 2011. – 244 с.
2. Аржанов Ф.Г., Антониади Д.Г., Гарушев А.Р. Термические методы воздействия на нефтяные пласты. Справочное пособие – М.: Недра, 1995 – 192 с.
3. Малофеев Г.Е., Мирсаатов О.М., Чоловская И.Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи: учебное пособие. – М.- Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика, Институт компьютерных исследований, 2008. – 224 с.
4. Рузин Л.М. Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 51–53.
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985 – 308 с.
6. Surguchev L.M. A Multistage Approach to IOR/EOR Screening and Potential Evaluation / L.M. Surguchev, E.-M. Reich, R.Berenblyum, A. Shchipanov // SPE Paper 143789-MS presented at Brasil Offshore. – Macaé, Brasil. – 2011. – 14–17 June.