



УДК 622.276.6

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОЗАВОДНЕНИЯ НА ОБЪЕКТЕ С ВВН В УСЛОВИЯХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕГО КАРБОНА НОВО-ЕЛХОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF THE THERMAL FLOODING TECHNOLOGY AT THE FACILITY WITH HIGH-PRESSURE WATER IN THE CONDITIONS OF TERRIGENOUS DEPOSITS OF THE LOWER CARBONIFEROUS OF THE NOVO-ELKHOVSKOYE OIL FIELD

Насыбуллин Арслан Валерьевич

доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Альметьевский государственный нефтяной институт
arsval@bk.ru

Орехова Лейсана Гамировна

аспирант,
Альметьевский государственный нефтяной институт
Orexova.l@yandex.ru

Орехов Евгений Валерьевич

старший преподаватель кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Альметьевский государственный нефтяной институт
orexov@yandex.ru

Аннотация. Рассмотрены основные методы МУН применяемые при разработке объектов с ВВН. Изучен процесс термозаводнения на примере гидродинамической модели пятиточечной системы разработки терригенных отложений нижнего карбона Ново-Елховского нефтяного месторождения. Определены зависимости изменения прироста КИН от температуры и объема закачки горячей воды, а также удельный расход горячей воды на единицу дополнительно добытой нефти.

Ключевые слова: горячая вода, тепловые МУН, терригенный коллектор, бобриковский горизонт, высоковязкая нефть.

Nasybullin Arslan Valerievich

Doctor of technical sciences, professor,
Head of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
Almetyevsk State Oil Institute
arsval@bk.ru

Orekhova Leysana Gamirovna

Postgraduate student,
Almetyevsk State Oil Institute
Orexova.l@yandex.ru

Orekhov Evgeny Valerievich

Senior Lecturer, Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
Almetyevsk State Oil Institute
orexov@yandex.ru

Annotation. The main methods of EOR used in the development of objects with high explosives are considered. The process of thermal flooding was studied on the example of a hydrodynamic model of a five-point system for the development of terrigenous deposits of the Lower Carboniferous of the Novo-Elkhovskoye oil field. The dependences of the change in the increase in oil recovery factors on temperature and volume of hot water injection, as well as the specific consumption of hot water per unit of additionally produced oil, are determined.

Keywords: hot water, thermal EOR, terrigenous reservoir, Bobrikov horizon, high-viscosity oil.

На месторождениях Республики Татарстан ежегодно наблюдается ухудшение структуры запасов нефти. Связано это с активным извлечением легкой нефти. Для компенсации в разработку вовлекаются запасы трудноизвлекаемых категорий, представленные высокообводненными, слабопроницаемыми коллекторами, а также высоковязкой и тяжелой нефтью [1]. Доля объектов с высоковязкой нефтью (ВВН) в разработке постоянно растет и обеспечение рентабельного уровня добычи является одной из наиболее актуальных задач, стоящих перед нефтедобывающими компаниями.

Традиционное заводнение с использованием системы ППД, дающее хорошие результаты в коллекторах с маловязкой нефтью, на объектах ВВН малоэффективно. Многочисленные исследования свидетельствуют, что конечный коэффициент нефтеизвлечения (КИН) составляет 0,1–0,25. Для достижения КИН уровня 0,4–0,45 необходимо прокачивать до 10–15 поровых объемов воды, что неэффективно и долговременно [2].

Для решения этой проблемы необходимо активно использовать различные методы увеличения нефтеизвлечения (МУН). По сложившейся мировой и отечественной практике наиболее эффективными МУН для объектов с ВВН считаются тепловые и химические [1, 3].

Химические МУН заключаются в воздействии водными растворами полимеров, повышающих вязкость воды, что позволяет выровнять фронт вытеснения, или водными растворами ПАВ, которые снижают межфазное натяжение на границе раздела флюидов и уменьшают контактный угол смачиваемости. Наибольший эффект химические методы показывают при создании большеобъемных оторочек.



Тепловые методы основаны на закачке в пласт различных видов теплоносителя, который передавая тепло горной породе и флюидам нагревает нефть, что приводит к снижению ее динамической вязкости и повышает подвижность в пласте. Основными теплоносителями выступают пар и горячая вода. Воздействие паром применяется для добычи сверхвязкой и битуминозной нефти. Для воздействия на нефть на глубинах 800–2000 м используется в основном горячая вода [4, 5].

К объектам с ВВН в Татарстане можно отнести терригенные отложения бобриковского и радаевского горизонта нижнего карбона. Они характеризуется повышенной и высокой вязкостью нефти (20 мПа·с и более) и высокой степенью неоднородности фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

В данной работе поставлена задача изучить эффективность заводнения горячей водой на объекте с ВВН, эксплуатирующем бобриковские отложения Ново-Елховского нефтяного месторождения, была создана пятиточечная модель с усредненными характеристиками (рис. 1). В качестве инструмента моделирования был выбран гидродинамический симулятор FlowER (ПАО «Татнефть») [6, 7, 8]. Уровень ВНК составляет 845 м, расстояние между забоями скважин 220 м. Объект представлен двумя пропластками различной проницаемости, общей толщиной 7 м. Проницаемость верхнего пропластка 2,187 мкм², нижнего 0,863 мкм². Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 28,6 мПа·с, плотность – 883 кг/м³. Начальная температура пласта – 25 °С.

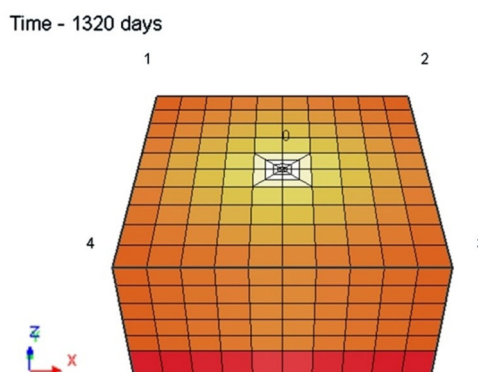


Рисунок 1 – Внешний вид модели. Нефтенасыщенность на момент 1320 суток

Основной задачей при проведении воздействия горячей водой является выбор объема заводнения, эффективной температуры и оптимальной температуры закачиваемой воды. Осложняет задачу тот факт, что традиционное заводнение осуществлялось водой со средней температурой 15 °С, что приводило к охлаждению пласта. Вопрос определения эффективной температуры был рассмотрен в работе [9].

Для решения задачи предлагается проведение серии вычислительных экспериментов, позволяющих определить чувствительность модели к изменениям основных параметров – температуры закачиваемой горячей воды (ЗГВ), объема заводнения в долях от порового объема. Эффективность моделирования технологии оценивается в приросте КИН относительно базового варианта (заводнение ненагретой водой) и объемном расходе горячей воды на добычу одного кубометра дополнительно добытой нефти.

Моделирование заводнения оторочками горячей воды различной температуры в объеме 0,5–1,3 от объема пор участка (рис. 2) показывает, что эффективность технологии возрастает с увеличением температуры воды и объема заводнения. Зависимость прироста КИН от температуры закачиваемой воды всегда носит линейный характер и не позволяет правильно оценить границы эффективности.

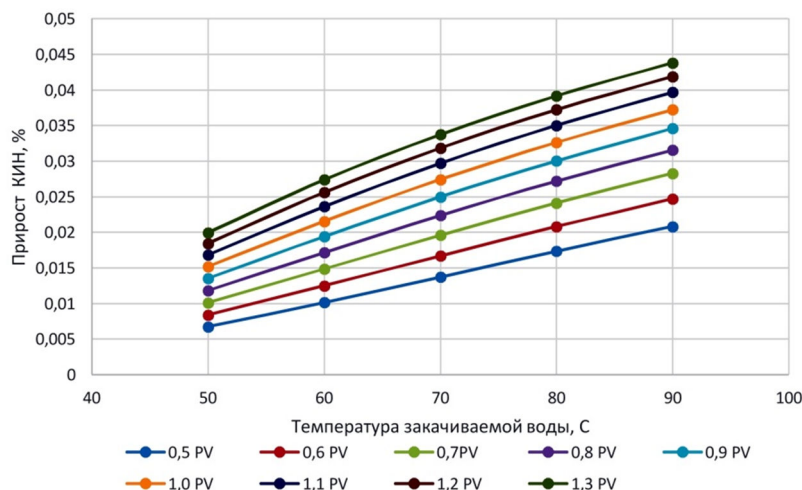


Рисунок 2 – Зависимость прироста КИН от температуры



Эффективность объема воздействия можно оценить по графику на рисунке 3, где представлена зависимость удельного расхода горячей воды различной температуры на 1 м³ дополнительно добытой нефти. Анализ полученных данных показывает, что наибольший эффект (наименьший расход горячей воды) соответствует заводнению горячей водой в объеме до 1,2 от порового объема участка, при температуре закачиваемой воды 90 °С.

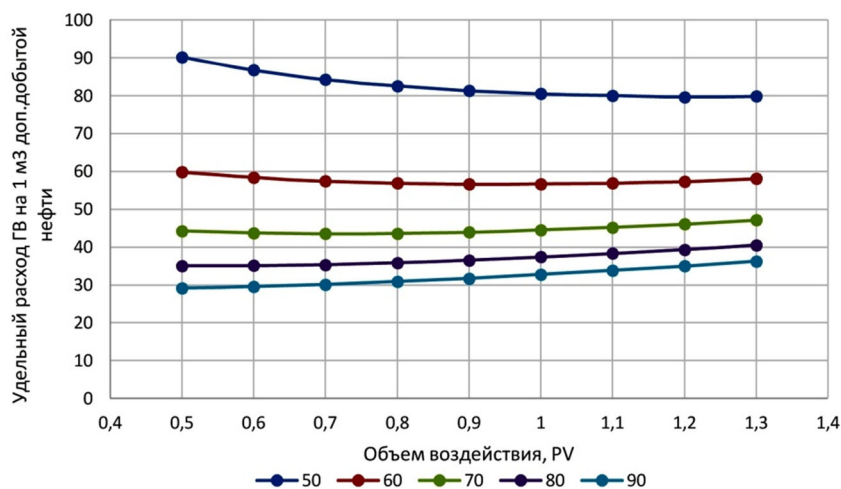


Рисунок 3 – Зависимость удельного расхода горячей воды на единицу доп. добычи нефти от объема термозаводнения

Для определения температуры воды, при которой технология принесет наибольший эффект используется зависимость удельного расхода горячей воды на 1 единицу доп. добытой нефти от температуры закачиваемой воды (рис. 4).

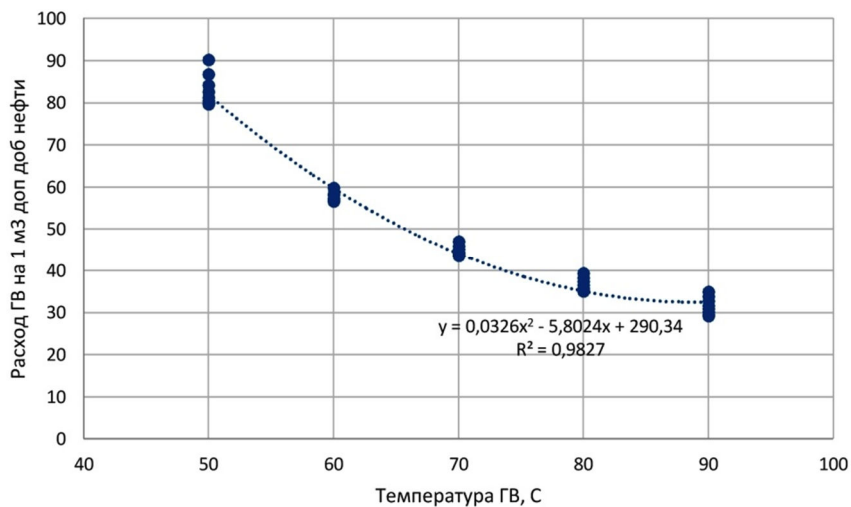


Рисунок 4 – Зависимость удельного расхода горячей воды на единицу доп. добычи нефти от температуры закачиваемой воды

Анализ зависимости, полученной на рисунке 4 показывает, что наибольший эффект наблюдается при заводнении водой температурой 80 и 90 градусов. Аппроксимация полученной зависимости функцией квадратичной параболы показала хорошую сходимость (коэффициент детерминации равен 0,9827, коэффициент корреляции, определяющий силу связи равен 0,99), что говорит о возможности применения полученной зависимости на рассматриваемом объекте для оценки эффекта от ЗГВ.

Выводы:

1. Заводнение горячей водой в условиях рассматриваемого объекта эффективно.
2. Наибольший эффект достигается при заводнении водой температурой 80 и 90 °С в объеме до 1,2 от порового.
3. Получена зависимость удельного расхода горячей воды на 1 м³ доп. добычи нефти от температуры закачиваемой воды.

**Список литературы:**

1. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти : учебное пособие. – Казань : Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2013. – 310 с.
2. Ji Ho Lee1, Kun Sang Lee. Geochemical evaluation of low salinity hot water injection to enhance heavy oil recovery from carbonate reservoirs // *Petroleum Science*. – 2019. – P. 366–381. DOI:10.1007/s12182-018-0274-6
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
4. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М. : «Нефть и газ», 1996. – 284 с.
5. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Новые технологии повышения добычи нефти. – Самара : Кн.изд-во, 1998. – 368 с.
6. Numerical 3D simulation of enhanced oil recovery methods for high-viscosity oil field / M.G. Persova [et al.] // *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 1019. – Art. 012050. DOI:10.1088/1757-899X/1019/1/012050.
7. The approach to the automatic adaptation of a high-viscosity oil field hydrodynamic model based on the multidimensional inverse problem of multi-phase filtration / М.Г. Персова [и др.] // *Geomodel 2019: 21st EAGE conference on oil and gas geological exploration and development, Gelendzhik, September 9–13, 2019: EAGE Publ.*, 2019.
8. Optimization of high-viscosity oil field development using thermo-hydrodynamic modeling / L.I. Garipova [et al.] // Paper presented at the international Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM. – Bulgaria, 2019. – Vol. 19. – P. 473–480.
9. Орехова Л.Г. Повышение эффективности разработки залежей высоковязкой нефти заводнением горячей водой на примере Ново-Елховского нефтяного месторождения // *Нефтяная провинция*. – 2022. – № 4(32). – С. 196–207. DOI:10.25689/NP.2022.4.196-207.

List of references:

1. Khisamov R.S. Efficiency of development of hard-to-recover oil reserves : manual. – Kazan : Publishing house «Fan» of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2013. – 310 p.
2. Ji Ho Lee1, Kun Sang Lee. Geochemical evaluation of low salinity hot water injection to enhance heavy oil recovery from carbonate reservoirs // *Petroleum Science*. – 2019. – P. 366–381. DOI:10.1007/s12182-018-0274-6
3. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery. – M. : Nedra, 1985. – 308 p.
4. Kudinov V.I. Improvement of thermal methods of development of fields of high-viscosity oils. – M. : «Oil and Gas», 1996. – 284 p.
5. Kudinov V.I., Suchkov B.M. New technologies to increase oil recovery. – Samara : Book Publishing, 1998. – 368 p.
6. Numerical 3D simulation of enhanced oil recovery methods for high-viscosity oil field / M.G. Persova [et al.] // *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 1019. – Art. 012050. DOI:10.1088/1757-899X/1019/1/012050.
7. The approach to the automatic adaptation of a high-viscosity oil field hydrodynamic model based on the multidimensional inverse problem of multi-phase filtration / М.Г. Персова [и др.] // *Geomodel 2019: 21st EAGE conference on oil and gas geological exploration and development, Gelendzhik, September 9–13, 2019: EAGE Publ.*, 2019.
8. Optimization of high-viscosity oil field development using thermo-hydrodynamic modeling / L.I. Garipova [et al.] // Paper presented at the international Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM. – Bulgaria, 2019. – Vol. 19. – P. 473–480.
9. Orekhova L.G. Improvement of efficiency of high-viscosity oil deposits development by hot water flooding on the example of Novo-Elkhovskoye oil field // *Neftyanaya provinciya*. – 2022. – № 4(32). – P. 196–207. DOI:10.25689/NP.2022.4.196-207.