

# РЕШЕНИЯ ПО ИЗВЛЕЧЕНИЮ НЕФТИ ИЗ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПРИ ГИДРОТЕРМОВОЗДЕЙСТВИИ

**Балин И.В. Email: Balin652@scientifictext.ru**

*Балин Иван Владимирович – магистрант,  
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,  
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

**Аннотация:** запасы так называемой «легкой нефти» большинства нефтяных месторождений России в значительной мере выработаны, в основном, с применением заводнения. Достигнутый при этом КИН довольно редко превышает 30% начальных запасов нефти. Накопленный опыт применения и опробования известных методов повышения КИН, в ряде случаев, свидетельствует об их недостаточной технологической и (или) экономической эффективности из-за значительной выработанности (низкой текущей нефтенасыщенности) объектов, низкой проницаемости коллекторов, высокой вязкости нефти, истощения пластовой энергии, высокой обводненности пластов, наличия свободного газа в пластах, существенной неоднородности коллекторов, наличия блоков и линз, в различной мере изолированных тектонически или литологически, нехватки и дороговизны материалов, реагентов, оборудования, высокой себестоимости добываемой нефти. В данной работе рассматривается одна из схем поэтапного воздействия на залежи баженовской свиты с целью увеличения их нефтеотдачи.

**Ключевые слова:** разработка, баженовская свита, нефтеотдача, ГПП (гидравлический разрыв пласта), внутрипластовое горение, трудноизвлекаемые запасы нефти.

## SOLUTIONS TO EXTRACT OIL FROM THE ROCKS OF THE BAZHENOV FORMATION DURING HYDROTHERMAL EFFECTS

**Balin I.V.**

*Balin Ivan Vladimirovich – Master Student,  
DEPARTMENT OF DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS,  
TYUMEN INDUSTRIAL UNIVERSITY, TYUMEN*

**Abstract:** the reserves of the so-called “light oil” of most oil fields in Russia are largely developed, mainly using waterflooding. Achieved at this oil recovery factor quite rarely exceeds 30% of the initial oil reserves. The accumulated experience of using and testing known methods for increasing oil recovery factor, in some cases, indicates their insufficient technological and (or) economic efficiency due to significant depletion (low current oil saturation) of objects, low permeability of reservoirs, high viscosity of oil, depletion of reservoir energy, high the water content of the reservoirs, the presence of free gas in the reservoirs, significant heterogeneity of reservoirs, the presence of blocks and lenses, in varying degrees isolated tectonically or lithologically, shortages and high prices of materials, reagents, equipment, high cost of oil produced. This paper discusses one of the schemes of phased impact on the deposits of the Bazhenov Formation in order to increase their oil recovery.

**Keywords:** development, Bazhenov Formation, oil recovery, hydraulic fracturing, in-situ combustion, hard-to-recover oil reserves.

УДК 622.276.654

Проблема доизвлечения остаточной нефти из обводненных пластов, а так же проблема разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (высоковязкие нефти, низкая проницаемость пласта-коллектора, керогеносодержащие коллектора и пр.) требует тщательного изучения.

Самостоятельный интерес представляет оценка добычных способностей продуктивных отложений баженовской свиты.

До настоящего времени нет готовой оптимальной схемы разработки и методики искусственного воздействия на продуктивные пласты баженовской свиты с целью повышения их нефтеотдачи. Поэтому результаты испытания, промыслово-гидродинамических исследований скважин, вскрывших баженовскую свиту, представляют несомненный теоретический и практический интерес. Весьма ценным является анализ накопившихся результатов опытной эксплуатации залежей нефти баженовской свиты Западной Сибири, а так же применения гидроразрыва пласта.

Анализ результатов разработки залежей нефти баженовской свиты на режиме истощения показал, что конечная нефтеотдача даже наиболее продуктивных участков не превышает 3%. В зонах с низкой продуктивностью она составляет только доли процента от общих геологических запасов нефти. При этом «сухие» зоны полностью исключаются из разработки.

Эксплуатацию скважин баженовской свиты предполагается вести в четыре этапа.

На первом этапе после бурения скважин опытного участка в них проводится ГРП по специальному проекту, краткие основы которого будут изложены ниже. После проведения ГРП скважины эксплуатируются на естественном упругом режиме пласта до снижения пластового давления до возможно минимального [12].

Одним из основных параметров успешного ведения процессов термического воздействия в отложениях баженовской свиты является наличие трещиноватых пород, обеспечивающих их коэффициент проницаемости не менее  $0.01 \text{ мкм}^2$ . В то же время основная масса пород свиты имеет проницаемость менее  $n \cdot 10^{-6} \text{ мкм}^2$  [4]. Поэтому процесс термовоздействия должен сопровождаться работами по созданию в пласте широкой сети трещин, охватывающей все нефтенасыщенные толщины свиты.

На втором этапе, в центральных (нагнетательных) скважинах элементов проводятся работы по созданию искусственной трещиноватости в породах баженовской свиты и образованию гидродинамической связи между скважинами элементов. Дополнительная трещиноватость создается закачкой воды при давлении 30-40 МПа [7]. Объем закачки воды в нагнетательную скважину определяется плотностью сетки скважин. При плотности сетки скважин 25 га рекомендуется закачать около 20 тыс.  $\text{м}^3$  воды, при плотности сетки 56 га – 45 тыс.  $\text{м}^3$ , а при плотности 100 га – 80 тыс.  $\text{м}^3$ . По мере истощения пластовой энергии для расширения зоны трещиноватости в отдельные добывающие скважины участка термогидровоздействия также проводится закачка воды. Объем закачки воды в каждую скважину будет определяться строением пласта, состоянием эксплуатации скважин или элемента скважин, а также дополнительными результатами промысловых экспериментальных работ по созданию искусственной трещиноватости в отложениях баженовской свиты, проведенные за период предварительной эксплуатации скважин.

При закачке воды из-за гидрофобного состояния породы и субкапиллярного диаметра пор ( $r_{\text{ср}}=40$  ангстрем) вода даже при максимально возможном давлении закачки ее в пласт не будет проникать в поровое, заполненное нефтью, пространство пород (капиллярное давление на границе “нефть-вода” в этом случае превышает 50 МПа), а будет поступать в уже существующую систему микротрещин (естественную или искусственную, созданную при проведении ГРП) и за счет расклинивающего эффекта и дилатантных свойств пород расширять и удлинять их. Процесс образования трещиноватости усиливается за счет имеющегося неоднородного напряжения в породе (дилатантные свойства), а также дополнительно возникающего неоднородного напряжения при взаимодействии холодной воды с нагретыми (90-130°C) породами пласта. Ожидаемая густота трещин не менее 200 1/м. При этом их раскрытость в условиях пласта согласно лабораторным исследованиям составляет 10-20 мкм. Принимая, в среднем, раскрытость трещин в 15 мкм, а также зная естественную трещиноватость пород баженовской свиты на участке закачки воды, можно оценить объем образованной трещиной емкости.

На третьем этапе, в случае отсутствия гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами при реализации первых двух этапов воздействия для целей увеличения фильтрационных свойств в призабойной зоне скважин, создания дополнительной трещиноватости, а главное – для оптимизации добычи нефти, в пласт в несколько циклов до получения гидродинамической связи между скважинами, закачивается воздух. В каждом цикле в пласт закачивается 1.0-1.5 млн.  $\text{н.м}^3$  воздуха, который продавливается в пласт водой в объеме 300-500  $\text{м}^3$ . При этом в призабойной зоне пласта будут выжжены пути фильтрации. В силу высокой разности температур в зонах фронта горения и движения горячих флюидов будет образована дополнительная сеть трещиноватости. После каждого цикла закачки воздуха и задавливания его водой скважина запускается в отработку и эксплуатируется до рентабельного дебита по нефти.

Механизм нефтеизвлечения при таком воздействии на пласт обеспечивается за счет упругих сил пластовой системы, перегонки нефти в зоне горения, увеличения объема нефти в поровом пространстве за счет повышения температуры и растворения в газах горения. При этом коэффициент упругоэластичности пласта составляет около  $3.3 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ ; температурный предел начала перегонки основного объема нефти в поровом пространстве 360-420°C; коэффициент термического расширения нефти  $1.5 \cdot 10^{-3} \text{ градус}^{-1}$ ; объем выделившегося генераторного газа из одной тонны керогена более 0.6  $\text{н.м}^3$  на градус повышения температуры, объем растворения нефти в газе около 0.3%.

После создания гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами участка на четвертом этапе начинается попеременная закачка воздуха и воды в нагнетательную скважину для формирования в пласте очага горения. Для регулирования движения фронта горения и величины охвата пласта воздействием закачиваются водоторфяные или, при необходимости, водоглинистые суспензии с содержанием торфа или глины 1-5%.

Процесс внутрислоевого горения (ВГ) – способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с

поверхности. Это сложное, быстро протекающее химическое превращение, сопровождающееся выделением теплоты, используется для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи в основном на залежах нефти с вязкостью более 30 мПа\*с [8].

Процесс ВГ сочетает в себе все преимущества термических методов разработки: вытеснение нефти горячей водой и паром, а также смешивающегося вытеснения, которое происходит в зоне термического крекинга, где все углеводороды (УВ) переходят в газовую фазу [2].

Для целей более интенсивного разрушения пород закачиваются оторочки растворов концентрированной соляной кислоты. Растворы соляной кислоты закачиваются после создания очага горения, так как наиболее интенсивное их воздействие на породу и кероген происходит при высокой температуре.

В связи с высоким содержанием в отложениях баженовской свиты твердого органического вещества (в среднем около 24% об.) при ожидаемой приемистости скважин по воздуху (до 100 тыс. н.м<sup>3</sup>/сут) будет происходить очень медленное продвижение очага горения от первых метров в прискважинной зоне до нескольких десятков сантиметров в год в удаленной от скважины части пласта. Для ускорения продвижения фронта горения, а также его выравнивания, предлагается осуществлять процесс шагающего горения, заключающегося в создании прерывистого горения путем периодического гашения существующего фронта и образования нового в передней части области прогрева. Это достигается путем попеременной закачки воды и воздуха. Закачиваемая вода в этом случае поступает не только в трещины, но и в освобожденное от нефти и твердого органического вещества поровое пространство пород, ставших в зоне очага горения гидрофильными. Зашедшая в поровое пространство вода из-за субкапиллярных размеров пор исключает контакт воздуха с несгоревшими остатками керогена и слабо испаряется в фильтруемом воздухе [3].

В этом случае скорость продвижения фронта горения определяется необходимой температурой пласта в зоне очага горения, которая должна превышать 360-420°C, являющейся нижней границей начала перегонки нефти в субкапиллярных порах баженовской свиты.

Предлагаемая схема гидротермовоздействия на отложения баженовской свиты предполагает довести коэффициент охвата разработкой нефтенасыщенного объема пласта в зоне прохождения фронта горения до 50-60%. В случае отсутствия способа утилизации газов горения нагнетание воздуха в пласт прекращается при достижении в продукции всех окружающих скважин экологически опасной концентрации газов горения. Согласно предлагаемой схеме воздействия на пласт в связи с высокими адсорбционными свойствами пород баженовской свиты, захватывающих основные вредные газы (СО<sub>2</sub>, Н<sub>2</sub>S и др.), экологически опасная концентрация газов горения в продукции скважины может возникнуть при выжигании только более ½ объема пласта на площади элемента.

В результате проведенных мероприятий, нефтеотдача пласта на участке пятиточечного элемента с плотностью сетки скважин 25 га может составлять около 20-25% и более [11]. При этом суммарная добыча нефти на скважину, исходя из удельных (линейных) геологических запасов нефти (в среднем 1.3 т/м<sup>2</sup>) за весь период ее эксплуатации при плотности сетки 25 га при 5-точечной системе может достигнуть 60-100 тыс. тонн.

#### *Список литературы / References*

1. *Желтов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. М.: Недра, 1986. 332 с.
2. *Бурже Жак.* Термические методы повышения нефтеотдачи пластов: [Пер. с фр.] / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. Под общ. ред. В.Ю. Филяновского, Э.Э. Шпильрайна. М.: Недра, 1988. 421 с.
3. *Бетелин В.Б., Юдин В.А., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Кац Р.М., Королёв А.В.* Создание отечественного термогидросимулятора – необходимый этап освоения нетрадиционных залежей углеводородов России. М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. 206 с.
4. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др.* Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 697 с.
5. *Шейнман А.Б., Лубровой К.К.* Термический способ добычи нефти и подземная газификация нефтяных месторождений. М.: ОНТИ, НКТП СССР, 1936. 95 с.
6. *Брехунов А.М., Нестеров И.И.* Нефть битуминозно-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород // Научно-практическая конференция им. Н.Н. Лисовского: «Инновационные технологии оценки, моделирования и разработки залежей нефти баженовской свиты». 28 сентября 2010 года.
7. *Боксерман А.А., Желтов Ю.П.* Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений // Труды ВНИИнефть. Вып. 58. М.: Наука, 1974.
8. *Черемисин А.Н.* Альтернативные ГРП методы разработки баженовской свиты: СО<sub>2</sub>, тепловое воздействие и закачка воздуха высокого давления // III Всероссийская научно-практическая конференция, Север России: Стратегии и перспективы развития. 26 мая 2017 года.

9. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д.Г. Антониади, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар: «Советская Кубань», 2000. 464 с.
10. *Грачев С.И., Черняев А.В., Шпуров И.В.* Совершенствование разработки коллекторов юрских отложений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2012. № 4. С. 53-57.
11. *Стрикун М.М., Грачев С.И., Пленкина М.В.* Анализ эффективности реализуемых систем разработки горизонта ЮС<sub>2</sub> на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2009. № 4. С. 73-79.
12. *Зотова О.П., Севастьянов А.А.* Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // В сборнике: Нефть и газ Западной Сибири. Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича. ТюмГНГУ; отв. ред. П.В. Евтин. Тюмень, 2015. С. 69-71.