

**Казанский Федеральный Университет**  
**Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов**  
**Kazan Federal University,**

**Department of oil & gas technology and carbon materials**

**Российское газовое общество**

**Russian Gas Society**

**Эффективность применения термополимерного воздействия с целью  
повышения конечного нефтеизвлечения**

**Efficiency of the use of thermopolymer treatment in order to increase the final  
oil recovery**

**Беркутов Ленар Расимович, Berkutov Lenar Rasimovich**

**Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich**

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов

доктор технических наук, профессор кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов, заведующий, академик РАН, Заслуженный деятель науки Республики Татарстан, лауреат государственной премии РТ в области науки и техники

Казань, Россия

E-mail: [berkut-ostrov1993@mail.ru](mailto:berkut-ostrov1993@mail.ru), [kemalov@mail.ru](mailto:kemalov@mail.ru)

**Аннотация:** В последнее время в нефтяной промышленности наблюдается тенденция к ухудшению структуры запасов нефти, что проявляется в росте трудноизвлекаемой нефти, увеличении количества вводимых в разработку месторождений с осложненными геолого-физическими условиями, коллекторов с высокой вязкостью нефти и т.д. Наиболее распространенными методами разработки месторождений высоковязкой нефти являются тепловые. Но они требуют больших материальных затрат, в результате чего значительно повышается себестоимость добываемой нефти. Поэтому совершенствование существующих и создание более эффективных тепловых методов является важной задачей в нефтедобыче. Одним из высокоэффективных принципиально новых комбинированных методов разработки месторождений повышенной и высокой вязкости нефти в трещино-поровых карбонатных

коллекторах – метод термополимерного и холодного полимерного воздействия (Патент РФ №860553, авторы Ю. В. Желтов, В. И. Кудинов).

**Abstract:** Recently, in the oil industry, there has been a tendency towards a deterioration in the structure of oil reserves, which is manifested in the growth of hard-to-recover oil, an increase in the number of fields put into development with complicated geological and physical conditions, reservoirs with high oil viscosity, etc. The most common methods for developing high-viscosity oil fields are thermal. But they require large material costs, resulting in a significant increase in the cost of oil produced. Therefore, the improvement of existing and the creation of more efficient thermal methods is an important task in oil production. One of the highly effective fundamentally new combined methods for the development of fields of increased and high viscosity of oil in fractured-porous carbonate reservoirs is the method of thermopolymer and cold polymer exposure (RF Patent No. 860553, authors Yu. V. Zheltov, V. I. Kudinov).

**Ключевые слова:** термополимерное воздействие, холодное полимерное воздействие, вязкость, полиакриламид, нефть, нефтедобыча, конечное нефтеизвлечение.

**Keywords:** thermopolymer treatment, cold polymer treatment, viscosity, polyacrylamide, oil, oil production, final oil recovery.

### **Введение (Introduction)**

Разработка месторождений с нефтями повышенной и высокой вязкости методом традиционного заводнения, особенно в трещиноватых коллекторах, как правило, обеспечивает низкие коэффициенты нефтеизвлечения, часто ниже запроектированных, хотя и проектные не очень высокие (0,25-0,3).

Фундаментальное теоретическое и экспериментальное изучение механизма вытеснения нефти водой во ВНИИ и ИГиРГИ показало, что низкие текущие и конечные коэффициенты нефтеизвлечения при заводнении залежей нефти повышенной и высокой вязкости связаны прежде всего с неустойчивым продвижением фронта вытеснения нефти.

С самого начала заводнения развивается явление «вязкостной неустойчивости» - вода в виде язычков различной формы и размеров проникает в нефтяную часть пласта, оставляя за фронтом не вытесненные целики нефти.

Устойчивое равномерное продвижение ВНК возможно за счет снижения отношения вязкости нефти и закачиваемого агента. Достигается это путем увеличения вязкости закачиваемой воды (загущения) полимерными добавками. Известно, что использование полимерных растворов для увеличения нефтеизвлечения из пластов, содержащих нефть повышенной и высокой вязкости, дает хорошие результаты в терригенных и карбонатных коллекторах при небольшой их трещиноватости.

Однако значительные запасы нефти повышенной и высокой вязкости содержатся в карбонатных коллекторах, обладающих повышенной кавернозностью и сильно развитой трещиноватостью. Подобного типа залежью является Черепетский горизонт турнейского яруса Мишкинского месторождения в Удмуртии. Залежь нефти приурочена к пластам с трещинно-поровыми карбонатными коллекторами, содержащими нефть высокой вязкости – 65,4 мПа\*с в пластовых условиях. В большинстве скважин прослеживается среди пористых плотные разности известняков толщиной от 0,8 до 8м. Общая толщина залежи нефти в турнейском ярусе составляет 36 м. Проницаемость коллектора – 0,289 мкм<sup>2</sup>, пористость – 15,6 %, начальная нефтенасыщенность – 88 %.

Нефть тяжелая, высоковязкая, содержание парафина в нефти – 6%, смол и асфальтенов – 20-25 %. Давление насыщения нефти – 9,5 МПа, газонасыщенность – 7м<sup>3</sup>/т. В пластовых условиях средняя плотность нефти равна 0,91 г/см<sup>3</sup>. Начальные геологические запасы – 43,6 млн. т, извлекаемые – 17 млн. т. Коэффициент нефтеизвлечения, утвержденные ГКЗ, равен 0,39. Глубина залегания пласта – 1500 м.

Для этих условий был разработан новый метод закачки «горячего» полимерного раствора – термополимерное воздействие (ТПВ, запатентован в Комитет Российской Федерации по патентам и товарным знакам).

Опытные работы по воздействию горячим раствором полиакриламида были начаты в 1976 году, по закачке холодного раствора ПАА – в 1977 году (работы рассмотрены в предыдущем разделе – 2.2.6). Так как на опытных участках по термополимерному воздействию с 1976 – 1996 года были достигнуты высокие технологические показатели по темпам извлечения нефти, так и по коэффициентам нефтеизвлечения, то в данной работе предлагается рассмотреть вариант разработки с применением термополимерного воздействия турнейского объекта Мишкинского месторождения в сравнении с базовым вариантом – естественным режимом с очаговым заводнением.

**Сущность метода:** нагретый до 90°C водный раствор полиакриламида, имея вязкость 1,5-2 мПа\*с, при закачке в пласт поступает прежде всего в естественно существующую в карбонатном коллекторе систему трещин и далее проникает в глубь пласта. Таким образом, часть залежи оказывается охваченной горячим агентом воздействия, что приводит к снижению вязкости нефти, содержащейся в блоках (матрице) трещиновато-порового коллектора. Продвигаясь в начале закачки прежде всего по трещинам, «горячий» раствор через некоторое время остывает, эффективная вязкость его при этом существенно увеличивается (до 10-15 мПа\*с). Общие гидравлические сопротивления пласта начинают возрастать. В связи с этим неизбежно увеличивается доля раствора, поступающего из трещин в матрицу, то есть основная емкостная часть пласта оказывается охваченной воздействием закачиваемым агентом. Снижение вязкости нефти (увеличение ее подвижности) положительно сказывается на увеличении роли механизма капиллярной пропитки блоков. Нагнетание нагретого агента в пласт приводит к улучшению смачиваемости пористой среды (она становится более гидрофильной), что положительно сказывается на капиллярной пропитке матрицы.

Если система трещин в пласте достаточно разветвленная, то эффективность от закачиваемого «горячего» агента полиакриламида (ППА) будет выше по сравнению с воздействием просто «горячей» водой, которая преимущественно «работает» только по макротрещинам.

Преимущество метода ТПВ заключается в ограничении общего количества рабочего агента, которое необходимо нагревать, т. к. для создания необходимого «теплового охвата» не потребуются таких больших количеств закачиваемого теплоносителя, как в случае нагнетания простой горячей воды.

Условия и критерии применимости метода термического воздействия разделяются на геолого-физические и технологические.

Одним из главных геологических критериев применимости метода ТПВ является величина вязкости нефти в пластовых условиях (50 мПа\*с и более). Верхний предел величины вязкости пластовой нефти ограничивается 500 мПа\*с.

Применимость термополимерного воздействия существенно зависит от проницаемости матрицы (блоков) трещиновато-порового коллектора: при проницаемости менее  $3 \cdot 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup> метод малоэффективен ввиду низких скоростей капиллярной пропитки блоков. Наибольший эффект этот метод дает для трещиновато – поровых систем. Допустимая глубина залегания продуктивных пластов для ТПВ ограничивается величиной пластовой температуры, которая должна быть не более 90°С (при температуре близкой 100 °С наступает деструкция полимерного раствора). Для получения надежного результата от применения термополимерного воздействия продуктивный пласт не должен иметь подошвенную воду. Все это соответствует строению черепетского горизонта турнейского объекта Мишкинского месторождения.

ТПВ применимо как при рядной системе расстановки скважин (внутриконтурное заводнение), так и при площадной системе. Получение высоких коэффициентов нефтеизвлечения при ТПВ не зависит от времени его применения (с начала или на поздней стадии разработки). Хотя наилучшие результаты очевидны, когда этот метод применяется с начала разработки залежи. Обязательным технологическим условием успешности процесса ТПВ является обеспечение непрерывности закачки «горячего» полимерного раствора в расчетных объемах, а также соблюдение температурного режима.

**Анализ научных публикаций:** Идея искусственного воздействия на нефтяной пласт теплом с целью эффективной выработки запасов нефти возникла давно. Еще в 20 – 30-е годы текущего столетия выдающиеся ученые отечественной нефтяной геологии И. М. Губкин, А. Д. Архангельский и Д. В. Голубятников [1] предсказывали большую будущность тепловым методом при разработке месторождений высоковязких нефтей. Существенный вклад в решение практических проблем развития термических методов добычи высоковязкой нефти на месторождениях внесли Н. К. Байбаков, А. Р. Гарушев, Я. А. Мустаев, А. Х. Мирзжаджанзаде, И. М. Аметов и другие [2, 3, 4, 5].

Многими авторами [6, 7, 8, 9,] проводились исследования влияния повышения температуры на вытеснение нефти. Известно, что нефтеизвлечение зависит от соотношения вязкостей нефти и воды:

$$\mu_0 = \mu_n / \mu_v \quad (2)$$

где  $\mu_0$  – нефтеизвлечение;  $\mu_n$  – вязкость нефти, Па\*с;  $\mu_v$  – вязкость воды, Па\*с.

Для большинства залежей  $\mu_0$  больше 1. Такое отношение подвижностей оказывается неблагоприятным: наблюдается прорыв воды на сравнительно ранней стадии разработки, а нефтеотдача при достижении экономического предела добычи получается низкой.

Авторы [10,11,12,13] на основе анализа зависимости вязкостной характеристики нефти от температуры делают вывод, что увеличение температуры приводит к существенному увеличению коэффициента вытеснения нефти. Поэтому добыча вязких нефтей наиболее технологически эффективной может быть при использовании тепловых методов. В то же время следует отметить, что эффективность теплового воздействия на нефтяной пласт во многом зависит от правильности выбора рабочего агента, способствующего более высокой степени нефтеизвлечения, с учетом геолого-промысловых характеристик объекта воздействия.

Результатом целенаправленных научно-практических работ явилось создание принципиально новых технологий и способов рациональной разработки и повышения нефтеотдачи, предназначенных для фундаментального решения проблемы эксплуатации сложнопостроенных

месторождений в карбонатных коллекторах. Научно обоснованы на уровне изобретений и патентов, испытаны и широко внедрены в производство не имеющие аналогов в мировой практике термополимерные технологии воздействия на пласт.

Исследования эффективности использования полимерных систем с целью повышения нефтеотдачи пластов проводятся на протяжении пяти десятков лет. Испытывались технологии непрерывной закачки раствора полимера, создания больших (до 0,3-0,35 объема пор) оторочек, продвигаемых водой, а также обработки призабойных зон нагнетательных скважин различными полимерными растворами и составами, содержащими полимер. При этом в публикациях иногда происходит путаница в определениях и понятиях, что не способствует формированию объективных представлений об эффективности полимерных технологий. Оценивать эффективность по лабораторным данным не вполне корректно, так как в лабораторных условиях многие ключевые факторы, влияющие на эффективность полимерного заводнения, не воспроизводятся [14]. Некоторые специалисты считают, что полимерное заводнение может способствовать сокращению сроков разработки за счет более эффективного управления заводнением в условиях высокой геологической неоднородности пластов [15], но при этом многие полагают, что не стоит ожидать сколько-нибудь серьезного увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) [11, 12].

Новые технологии физико-химического воздействия на пласт успешно внедрены на Лиственском и Мишкинском месторождениях. Сущность нового подхода заключается в том, что при воздействии растворами полимера (ПАА концентрацией 0,05-0,1%) удается существенно выровнять профили приемистости в нагнетательных скважинах, а главное, значительно увеличить коэффициент охвата неоднородного коллектора рабочим агентом. В технологии воздействия раствором полимера за счет выравнивания соотношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз снижается вязкостная неустойчивость фронтов вытеснения – число неконтролируемых порывов воды к добывающим скважинам.

Лабораторные исследования и последующее промышленное внедрение технологии ТПВ доказали, что конечный и текущий КИН в 1,5 – 1,7 раза больше по сравнению с воздействием необработанной водой (заводнением), существенно ниже обводненность добывающих скважин и выше их рабочие дебиты.

### **Заключение (Conclusions)**

Разработанная новая технология ТПВ предусматривает закачку в пласт нагретого до температуры 80-90 °С горячего полимерного раствора той же концентрации. Промысловые испытания технологии на Мишкинском месторождении доказали, что ее применение позволяет повысить все технологические показатели разработки более чем в 2 раза по сравнению с обычным заводнением. Существенное улучшение механизма извлечения нефти из пластов при этом процессе заключается в том, что температура закачиваемого горячего полимерного раствора после прохождения по пласту снижается до пластовой, тем самым увеличивается вязкость на фронте вытеснения, что приводит к его выравниванию и увеличению коэффициента охвата пласта. Этот процесс в пласте оказывается саморегулируемым, что особенно важно в трещиноватых коллекторах.

Добавка тепловой энергии при ТПВ способствует снижению вязкости нефти, увеличивает ее подвижность и резко активизирует механизм капиллярной пропитки блоков трещиноватого пласта. Закачка нагретого полимерного раствора позволяет снизить гидродинамические потери давления в стволе скважины и прискважинной зоне пласта, что существенно упрощает и снижает стоимость процесса нагнетания.

### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ (REFERENCES):**

1. Чжан Хуэйин. Повышение эффективности разработки залежей высоковязких нефтей с применением биокомплексного воздействия: На примере Москудынского месторождения: диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.17.- Уфа, 2002.- 151 с.: ил. РГБ ОД, 61 03-5/528-9
2. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений 3-е изд., переработанное и доп. — М.: Недра, 1988. — 343 с.:

3. Кудинов В. И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М.: «Нефть и газ», 1996 – 284 с.
4. Бурже Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну//М.:Недра.1988.С.424.
5. Сургучев М.Л. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин, Е.А. Зискин, Г.С. Малютина//М.:Недра.1991.
6. Бабалян Г. А. Тепловой режим нефтяного пласта в процессе закачки холодной и горячей воды / Г. А. Бабалян, Я. А. Мустаев, В. В. Чеботарев // Нефтяное хозяйство. 1968. № 11. - С. 4.
7. Малофеев Г. Е. К расчету распределения температуры в пласте при закачке горячей воды в скважину // Нефть и газ. 1960. № 7. - С. 5.
8. Боксерман А. А. Разработка нефтяных и газовых месторождений/ А. А. Боксерман, Н. Л. Раковский и др. // М.: ВИНТИ. 1975. Т. 7. - 87 с.
9. Раковский Н. Л. Тепловая эффективность нагнетания теплоносителей в слоисто-неоднородные пласты // Нефтяное хозяйство. 1982. № 11. - С. 3
10. Бабалян Г. А., Мустаев Я. А., Чеботарев В. В. Тепловой режим нефтяного пласта в процессе закачки холодной и горячей воды // Нефтяное хозяйство. — 1968. — № 11. — С.
11. Муслимов Р. Х., Грайфер В. И., Базиев В. Ф. Состояние изученности температурного режима Ромашкинского месторождения и влияние закачки холодной воды на процесс разработки и нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. — 1968. — № 11. — С. 5.
12. Кочешков А. А., Тарасов А. Г. О коэффициенте вытеснения нефти повышенной вязкости горячей водой / РНТС. Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1976, - № 8. - С. 43-45.
13. Кочешков А. А., Хомутов В. И., Лисицын В. Н. Исследование влияния различных факторов на процесс вытеснения нефти теплоносителями / Научно-технический сборник по добыче нефти, ВНИИ- нефть. — М.: Недра, 1971. — Вып. 41. — С. 99—108.
14. Мустаев Я. А., Мавлютова И. И., Чеботарев В. В. Влияние температуры на коэффициент вытеснения нефти водой // Нефть и газ. — 1970. - № 11. - С. 65-68.

15. Толстов Л. А. О влиянии температуры на нефтеотдачу при вытеснении нефти водой // Нефтяное хозяйство. — 1965. — № 6. — С. 38-42.
16. Оганов К. А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт. — М.: Недра, 1967. - 203 с.
17. Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1988. — 344 с.
18. Боксерман А. А., Раковский Н. Л., Глаз И. А. и др. Разработка нефтяных и газовых месторождений. — М.: ВИНТИ, 1975. — Т. 7. - 87 с.
19. Малофеев Г. Е., Толстов Л. А. Об оценке нефтеотдачи при неизотермических условиях вытеснения нефти водой // Труды ВНИИ- нефть. — М., 1973. — Вып. 47. — С. 6.
20. Шейнман А. Б., Малофеев Г. Е., Сергеев А. И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. — М.: Недра, 1969. — 256 с.
21. Martin W. L., Dew J. N., Powers M. L. and Steven H. B. Results if a tertiary hot waterflood in a thin sand reservoir. Journ. Petrol. Tchn., 1968, v. 20, p. 739-750.
22. Аббасов А. А., Алиев В. А., Рагимов О. П. и др. Влияние температуры, давления и растворенного газа на структурно-механические свойства нефтей // Труды Азиннефтехим, 1967. — С. 19—24.
23. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1981. — 237 .
24. Девликамов В. В., Хабибулин З. А., Карибов М. М. Аномальные нефти. — М.: Недра, 1975. — 169 с.
25. Аметов И. М., Байдииков Ю. Н., Рузин Л. М., Спиридонов Ю. А. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. — М.: Недра, 1985. — 205 с.