

К МЕТОДАМ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

© Бабаев Эльбей Расим оглу (а), Мамедова Парвин Шамхал гызы (б),
Аюбов Ильгар Гаджи оглу (с)

(а) Институт Химии Присадок Министерства Науки и Образования Азербайджана, кандидат химических наук, в.н.с. лаборатории «Защитные органические соединения», elbeibabaev@yahoo.de, Баку

(б) Институт Химии Присадок Министерства Науки и Образования Азербайджана, д.х.н., зав. лаборатории «Смазочно-охлаждающие композиции», parvin_mammadova@mail.ru, Баку

(с) Институт Нефтехимических процессов Министерства Науки и Образования Азербайджана, доктор химических наук, доцент, гл.н.с. лаборатории «Циклоолефины», ilgar.ayyubov@mail.ru, Баку

Аннотация. В представленной работе описаны основные методы повышения коэффициента извлечения нефти, используемые на современном этапе в нефтедобывающей промышленности. Показаны преимущества и недостатки каждого из используемых методов и рассмотрены перспективы использования того или иного метода. Кроме того, в статье показаны результаты собственных исследований авторов, основанные на возможности использования модифицированных нанотрубок в процессе увеличения коэффициента извлечения нефти. Авторами статьи предложен способ разработки нефтяных залежей, основанный на низкотемпературном окислении нефти в результате инициации экзотермической реакции и последующей закачке кислородсодержащего газа в пласт. При этом установлено, что в результате экзотермической реакции температура в пористой среде повышается выше 200⁰С, а прирост коэффициента вытеснения достигает 19.7 %. Анализ компонентного состава газа показал на наличие углекислого газа и отсутствия сернистого газа и кислорода в отобранных пробах, что обеспечивает безопасность предложенной авторами технологии.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, нефтеотдача, третичные методы добычи нефти, модифицированные нанотрубки.

TO METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY FACTOR

© Babayev Elbey Rasim (a), Mammadova Parvin Shamkhal (b), Ayyubov Ilqar Haji (c)

(a) Institute of Chemistry of Additives of the Ministry of Science and Education of Azerbaijan, candidate of chemical sciences, leading researcher of laboratory "Protective organic compounds" elbeibabaev@yahoo.de, Baku

(b) Institute of Chemistry of Additives of the Ministry of Science and Education of Azerbaijan, doctor of chemistry, head of laboratory "Lubricant-cooling compositions",

parvin_mammadova@mail.ru, Baku

(c) Institute of Petrochemical Processes of the Ministry of Science and Education of Azerbaijan, doctor of chemical sciences, main researcher of laboratory "Cycloolefins",
ilgar.ayyubov@mail.ru, Baku

Annotation. The presented work describes the main methods for increasing the oil recovery factor. used at the present stage in the oil industry. The advantages and disadvantages of each of the methods used are shown and the prospects for using one or another method are considered. In addition, the article shows the results of the authors' own research, based on the possibility of using modified nanotubes in the process of increasing the oil recovery factor. The authors of the article proposed a method for developing oil deposits based on low-temperature oxidation of oil as a result of the initiation of an exothermic reaction and subsequent injection of oxygen-containing gas into the reservoir. It was found that as a result of the exothermic reaction, the temperature in the porous medium rises above 2000C, and the increase in the displacement coefficient reaches 19.7%. Analysis of the gas component composition showed the presence of carbon dioxide and the absence of sulfur dioxide and oxygen in the selected samples, which ensures the safety of the technology proposed by the authors.

Key words: oil recovery factor, oil recovery, tertiary oil recovery methods, modified nanotubes.

ВВЕДЕНИЕ

Разработка и добыча сырой нефти на нефтяных месторождениях может включать до трех отдельных этапов: первичную, вторичную и третичную (или повышенную) добычу. Во время первичной добычи естественное давление пласта или сила тяжести вытесняют нефть в ствол скважины в сочетании с методами механизированной добычи (например, насосами), которые выносят нефть на поверхность. Но только около 10 % исходной нефти в пласте обычно добывается во время первичной добычи. Методы вторичной добычи продлевают продуктивный срок месторождения, как правило, за счет закачки воды или газа для вытеснения нефти и подачи ее в добывающий ствол скважины, что приводит к извлечению от 20 до 40 % исходной нефти. Однако, поскольку большая часть легкой в добыче нефти уже добыта на нефтяных месторождениях, производители попытались использовать несколько третичных методов или методов повышения нефтеотдачи, которые открывают перспективы для добычи от 30 до 60 или более % нефти [1].

Для повышения коэффициента нефтеотдачи на практике используют три основных метода:

1) Термическая добыча - она включает в себя введение тепла (закачку пара) для снижения вязкости или разжижения тяжелой вязкой нефти и улучшения ее способности течь через пласт. На термические методы приходится более 40 % добычи нефти и газа

2) Закачка тепла - для этой цели используют газы (природный газ, азот, диоксид углерода CO₂), которые расширяются в пласте, чтобы вытолкнуть дополнительную нефть в добывающий ствол скважины, или другие газы, которые растворяются в нефти, чтобы снизить ее вязкость и улучшить ее текучесть. Более 60 % добычи нефти приходится на этот метод

3) Химическая закачка - она может включать использование длинноцепочеч-

ных молекул (полимеров) для повышения эффективности заводнения, или использование поверхностно-активных веществ, подобных детергентам, чтобы помочь снизить поверхностное натяжение, которое часть препятствует движению нефти через пласт. Химические методы составляют около 10 % производства нефти.

В настоящее время наиболее часто используемым методом повышения нефтеотдачи пластов является закачка газа или смешивающееся заводнение. Смешиваемое заводнение – это общий термин для процессов закачки, при которых смешивающиеся газы попадают в пласт. Процесс смешивающегося вытеснения поддерживает пластовое давление и улучшает вытеснение нефти, поскольку межфазное натяжение между нефтью и газом снижается. Это относится к удалению границы раздела между двумя взаимодействующими жидкостями. Это обеспечивает полную эффективность смещения. Используемые газы включают CO₂, природный газ или азот. Жидкостью, наиболее часто используемой для смешивающегося замещения, является диоксид углерода, поскольку он снижает вязкость нефти и дешевле, чем сжиженный нефтяной газ. Вытеснение нефти закачкой диоксида углерода зависит от фазового поведения смесей этого газа и нефти, которое сильно зависит от пластовой температуры, давления и состава сырой нефти.

Среди основных методов повышения коэффициента нефтеотдачи также является метод термической инъекции. В этом методе используются различные способы нагрева сырой нефти в пласте для снижения ее вязкости и/или испарения части нефти и, таким образом, уменьшения коэффициента подвижности. Повышенное тепло снижает поверхностное натяжение и увеличивает проницаемость масла. Нагретое масло также может испаряться, а затем конденсироваться, образуя улучшенное масло. Методы включают циклическую закачку пара, закачку пара и сжигание. Эти методы улучшают эффективность охвата и эффективность смещения. Впрыск пара используется в коммерческих целях с 1960-х годов. Также начаты проекты повышения нефтеотдачи с использованием солнечной энергии. Этот метод аналогичен термическому увеличению нефтеотдачи, но для производства пара используется солнечная батарея.

Методы повышения нефтеотдачи тяжелой сырой нефти исследуют важность повышения нефтеотдачи и то, как она выросла в последние годы из-за возросшей потребности в поиске нетрадиционных ресурсов, таких как тяжелая нефть, сланцы и битумы [2]. К сожалению, инженеры-нефтяники и менеджеры не всегда хорошо разбираются в методах повышения эффективности, доступных в случае необходимости, или в наиболее экономически жизнеспособных решениях для максимизации продуктивности нефтяных пластов. Были изучены различные методы добычи тяжелой нефти из глубоких резервуаров или разливов нефти. В этой работе обобщаются подробности методов, а именно технологии наночастиц, закачки диоксида углерода, термической регенерации и закачки химических веществ, которые включают в себя как методологию, так и полученные результаты.

Целью статьи [3] является освещение основных проблем, возникающих на завершающем этапе разработки нефтяных месторождений. На основании выявленных проблем с помощью программы EORgui компании Petroleum Solutions Ltd необходимо выбрать наиболее эффективный метод повышения нефтеотдачи и изучить на примере гипотетической модели месторождения наиболее оптимальный метод третичной нефтеотдачи, который позволит обеспечить максимальную нефтеотдачу. Исследование эффективности третичного вытеснения нефти с применением различных методов проводилось с использова-

нием программного обеспечения EORgui от Petroleum Solutions Ltd и Petrel от Schlumberger. Результаты исследований показывают, что наиболее оптимальным методом повышения нефтеотдачи для данного гипотетического месторождения является закачка углекислого газа. При использовании этого метода коэффициент нефтеотдачи достигает 23%.

Добыча из нетрадиционных нефтяных месторождений всегда была критической проблемой для нефтяной промышленности [4]. В связи с этим авторы реализовали ряд экспериментальных сценариев, включающих циклическую закачку CO_2/N_2 , пену, генерируемую азотом и диоксидом углерода, циклическую закачку углекислого газа и комбинированное воздействие методов повышения нефтеотдачи нефти диоксидом углерода и поверхностно-активными веществами. Поскольку закачка воды достигла плато в районе закачки в два поровых объема, авторы продолжили испытания с закачкой в два поровых объема для различных сценариев. Было замечено, что пена CO_2/N_2 имеет самый высокий коэффициент нефтеотдачи — 34,9%; однако пена CO_2 , с точки зрения большей осуществимости, чем N_2 , имела самый высокий коэффициент нефтеотдачи после пены CO_2/N_2 . С другой стороны, коэффициент прироста нефтеотдачи при заводнении поверхностно-активными веществами, заводнении газированной водой и газированных вод с заводнением поверхностно-активными веществами составляет 4,9, 8,5 и 10,6% соответственно.

Третичные методы добычи нефти, называемые «методами повышения нефтеотдачи пластов» (МУН), в основном применяются на зрелых нефтяных месторождениях с тенденцией снижения добычи после первичных и вторичных методов нефтеотдачи или сразу после фазы первичной добычи [5,6]. Эти методы «увеличения нефтеотдачи» подразумевают закачку газов или жидкостей для мобилизации остаточной нефти, захваченной в породах-коллекторе из-за наличия сильных вязких и капиллярных сил и высокого значения межфазного натяжения между жидкостью и породой. В зависимости от типа закачиваемой жидкости, механизма добычи, а также подхода к реализации методы увеличения нефтеотдачи подразделяются на термические методы, химические методы, методы закачки смешивающегося/несмешивающегося газа и другие методы, которые к настоящему времени имеют экспериментальное применение. В статье анализируются ключевые факторы, влияющие на успешную реализацию проектов МУН: этапы реализации проектов МУН, цена сырой нефти на мировом рынке как критерий начала и обоснование применения процесса МУН и разработка новых технологий для более эффективной реализации процесса.

Сообщается [7], что после первичного и вторичного этапов добычи нефтяных скважин следует использовать методы повышения нефтеотдачи пластов (МУН) для увеличения и стабилизации подъема. Методы увеличения нефтеотдачи включают термические, газовые, химико-физические технологии и гидроразрыв пласта. Технологии обычно основаны на уменьшении межфазных сил в порах горной породы и снижении вязкости жидкости. Каждый из этих методов имеет определенные преимущества и недостатки. Поэтому использование той или иной технологии во многом зависит от геологических особенностей и истории конкретных месторождений. Многие из упомянутых выше методов используются уже десятилетиями. В настоящее время существует большой спрос на новые технологии в этой области, которые применимы также для скважин, которые в прошлом подвергались МУН, а также для скважин с высоковязкой и тяжелой нефтью. Это основано на том, что категоризация резервов постоянно ухудшается. В этой работе рас-

сматриваются новые методы в области МУН, анализируются их преимущества перед старыми технологиями и новые возможности, которые они предоставляют. Основное внимание в этой главе уделено наиболее перспективным технологиям гидроразрыва пласта и ультразвуковой технологии МУН, показавшим очень хорошие результаты в последнее десятилетие.

Очень важно иметь адекватное представление о структуре жидкости в пористой среде, поскольку это дает прямую информацию о процессах, необходимых для извлечения жидкости, и о вероятном выходе [8]. Концепция симметрии является одной из проблем нефтяной инженерии, которая использовалась для аналитического анализа моделирования динамики жидкости в пористых средах, что может быть полезно для проверки экспериментальных полевых данных. Плотные коллекторы, учитывая их уникальные характеристики, всегда считались сложной проблемой в нефтяной промышленности. В этой статье были приняты во внимание различные сценарии приемистости, включающие химические и термические методы, для сравнения эффективности каждого метода повышения нефтеотдачи. По результатам данного эксперимента коэффициент восстановления для пен и закачки рассола составляет около 80%, тогда как для рассол-углекислоты и рассол-азот он составляет относительно 66% и 58% соответственно. Следовательно, закачка пены после заводнения будет эффективным методом добычи большего объема нефти в плотных коллекторах. Более того, КС1 с учетом его более значительных изменений смачиваемости обеспечил большую добычу нефти, чем другие сценарии.

В патенте [9] описан способ увеличения добычи нефти из нефтяного пласта. В указанном способе магнитный или магнитострикционный материал впрыскивается в нефтяной пласт и приводится в вибрацию с помощью переменного электрического поля.

Было подсчитано [10], что после использования традиционной системы добычи нефти огромное количество запасов нефти все еще остается неизвлеченным. Из-за огромного спроса на нефть и создания объектов на участках разведки нефти после традиционной добычи ей уделяется значительное внимание. Поскольку нефть захвачена пористой структурой породы и ее трудно эвакуировать, основное внимание было уделено третичной добыче нефти. Различные исследователи предложили множество методов мобилизации захваченной нефти в скважине. Классификация техник даст разные способы восстановления. Реология, поверхностное натяжение, коэффициент подвижности являются важными параметрами, которые учитывались при повышении нефтеотдачи. В представленном обзоре рассмотрены общие методы добычи, различные материалы и важные параметры, которые следует учитывать при повышении нефтеотдачи. Предлагается новая замена колонны с песчаной набивкой для проведения стендовой экспериментальной установки, которая облегчит работу по заводнению щелочью, поверхностно-активными веществами и полимерами.

В работе [11] предлагается новый метод оценки вклада связанных факторов в нефтеотдачу с использованием модели желательности. Соответствующие факторы перемасштабируются и объединяются в один параметр, чтобы коррелировать с показателем нефтеотдачи. Коррелированный результат может позволить предсказать тенденцию изменения факторов и добычи нефти с помощью эмпирического подхода, если будет достигнута хорошая корреляция. В трех опубликованных работах по экспериментам по заводнению керна исследуются эффективность и ограничения предложенной модели. Проанализиро-

ванные графики желательности и нефтеотдачи предполагают понимание механизмов нефтеотдачи путем указания доминирующих факторов. Результаты хорошо согласуются с опубликованными работами. Хотя доминирующие факторы указаны и можно определить тенденцию корреляции, точность предлагаемого метода требует большого количества наборов данных для повышения статистической надежности.

Залежи горючих сланцев, как нетрадиционные запасы, требуют дополнительных технологий добычи нефти для достижения благоприятных уровней добычи. Эффективность проекта разработки сланцевых месторождений во многом зависит от применения методов повышения нефтеотдачи пластов (МУН). Существует множество работ, посвященных дискретному изучению каждого метода МУН. Большинство из них утверждают, что один конкретный метод особенно эффективен для увеличения нефтеотдачи. Несмотря на обилие таких исследований, по-прежнему трудно с уверенностью сказать, какой метод будет наиболее эффективным при использовании при добыче нетрадиционных запасов [12]. В данной работе авторы стремятся ответить на этот вопрос посредством сравнительного исследования. Три метода увеличения нефтеотдачи были применены и проанализированы в одной и той же среде, на одном целевом объекте — нефтяном месторождении в Западной Сибири, характеризующемся сверхнизкой проницаемостью (в среднем 0,03 мД) и высоким содержанием органики. Методы, включающие ступенчатую закачку раствора ПАВ, углеводородного газа и горячей воды, были изучены с использованием численного моделирования пласта на основе предыдущих лабораторных экспериментов. В качестве модели месторождения использовалась одиночная горизонтальная скважина, прошедшая девятистадийный гидроразрыв пласта. Сравнительные расчеты накопленной добычи нефти за 8-летний период показали, что закачка горячей (сверхкритической) воды привела к наибольшей нефтеотдаче в целевом сланцевом коллекторе. Каждый метод повышения нефтеотдачи был реализован с использованием наилучшего сценария эксплуатации. Все три случая привели к увеличению накопленной добычи нефти по сравнению с режимом истощения, хотя эффективность была заметно разной. На 26% больше нефти было получено после закачки горячей воды, на 16% - после закачки углеводородного газа и на 12% - после закачки раствора ПАВ. Моделирование режима работы с горячей водой в течение длительного периода (43 года) привело к уровню добычи нефти, в 3 раза превышающему уровень истощения. В результатах обсуждаются недостатки каждого метода увеличения нефтеотдачи на сланцевом участке. Было предложено возможное решение для предотвращения негативных последствий потери тепла и блокировки воды, возникающих в результате впрыска горячей воды. Сравнительное исследование привело к выводу, что закачка горячей воды должна привести к максимальному объему добычи нефти. Предполагается, что сделанные выводы применимы и к аналогичным сланцевым месторождениям.

В настоящее время во многих местах мира доля новых месторождений, находящихся на начальной стадии разработки, постоянно растет [13]. Месторождения зачастую имеют сложную неоднородную структуру с трудноизвлекаемыми запасами, поэтому для их эффективной разработки необходимо использовать совершенно новые подходы, в том числе совершенствовать существующие методы повышения нефтеотдачи пластов. В данной работе проведена экспериментальная проверка новой технологии с использованием нефтерастворимых полимеров и сравнение ее с технологией, основанной на использова-

нии водорастворимых полимеров. В лабораторных условиях разработана и экспериментально подтверждена новая технология полимерного заводнения на ранней стадии разработки с использованием нефтерастворимых полимеров. Новая технология позволила повысить степень извлечения запасов в среднем на 30% по сравнению с существующими методами повышения нефтеотдачи пластов и решить ряд проблем, возникающих при использовании водорастворимых полимеров. К таким проблемам относятся замерзание водных растворов полимеров зимой и плохая растворимость полимеров в пластовых водах с высоким содержанием солей. Использование новой технологии также позволяет снизить затраты на электроэнергию на 25%.

В работе [14] исследована эффективность закачки газа при разработке терригенных залежей в пределах многопластового продуктивного объекта. По результатам измерений 3D гидродинамической композиционной модели произведена оценка коэффициента нефтеотдачи. В изучаемых условиях наиболее технологичным рабочим агентом оказалась обратная закачка попутного газа. Проанализированы факторы, способствующие неэффективности традиционных методов интенсификации добычи нефти, таких как многостадийный ГРП, при их использовании для разработки низкопроницаемых коллекторов. Проанализированы факторы, способствующие неэффективности традиционных методов интенсификации добычи нефти, таких как МГРП, при их применении на низкопроницаемых коллекторах. Установлено, что использование газа различного состава в качестве рабочего агента более эффективно для пластов с проницаемостью менее $0,005 \text{ мкм}^2$. В конечном итоге выбор агента для закачки в пласт должен основываться на критериях, позволяющих оценить применимость метода в конкретных геолого-физических условиях. В многопластовых объектах добычи на эффективность закачки газа помимо вытеснения влияет ряд факторов, в том числе соотношение объемов газа, степень поддержания давления в каждом пласте, а также способ эксплуатации скважины. При увеличении дебита с 60 до 90 $\text{м}^3/\text{сут}$ при обратной закачке добытого углеводородного газа в результате исследования установлено, что коэффициент извлечения нефти увеличился с 0,190 до 0,229. Однако дальнейшее увеличение дебита до 150 $\text{м}^3/\text{сут}$ привело к более быстрому прорыву газа, уменьшению количества добываемой нефти и снижению коэффициента нефтеотдачи до 0,19. По результатам исследований разработанные методы, стимулирующие формирование низкопроницаемых коллекторов были ранжированы по степени их эффективности.

Газовое и химическое заводнение для стимуляции пластов с остаточными запасами углеводородов является весьма актуальной проблемой современной стратегии добычи нефти и газа [15]. Целью данной статьи является лабораторное исследование и внедрение на месторождении новой технологии газового увеличения нефтеотдачи пласта — технологии генерации углекислого газа на месте для образования пробок CO_2 -жидкости при вытеснении нефти, повышения эффективности охвата пласта и нефтеотдачи пласта. В данной статье представлен обзор широкого спектра лабораторных испытаний, проведенных на различных образцах керна и их химического состава. В рамках комплексного исследования, включающего лабораторные испытания по промышленному промышленному технологическому применению, определение оптимальных концентраций пенообразователей и ингибирующих агентов, исследован ряд физических и гидродинамических явлений внутрипластовой генерации CO_2 в высокопроницаемых зонах пористой среды. при-садки в газовыделяющие растворы и др. Результаты лабораторных экспериментов показав-

ли, что прирост нефтеотдачи составляет от 30 до 35% от исходной пластовой нефти. Уникальные результаты реализации месторождения позволяют разработать оптимальную технологическую схему стимуляции пласта с остаточными запасами нефти как на сухопутных, так и на морских месторождениях. Технология внутрислоевой генерации CO_2 была применена на группе скважин морского нефтяного месторождения Пэнлай (залив Бохай). Дополнительная добыча нефти за эксплуатацию месторождения составила 37 740 баррелей сырой нефти. Теоретические и лабораторные исследования, а также результаты промышленной реализации нового способа добычи остаточной нефти с использованием CO_2 -снаряда подтверждают технологичность и экономическую выгоду предлагаемого решения.

Чтобы улучшить нефтеотдачу, методы повышения нефтеотдачи были применены к нескольким месторождениям легкой и средней нефти [16]. Данные исследования были направлены на разработку методов химического заводнения таких водоемов. Основной целью данной экспериментальной работы было исследование эффективности введения различных типов ионных жидкостей (ИЖ), 1-этил-3-метилимидазолия хлорида [EMIM][Cl], 1-бензил-3-метилимидазолия хлорида [BenzMIM][Cl] и хлорид тригексилтетрадецилфосфония [THTDPh][Cl] на коэффициент восстановления (RF) средней нефти (масло Вейберна, 30,25 API) при комнатной температуре. Была проведена серия экспериментов по заводнению путем введения порции смесей ИЖ. Результаты показали, что максимальный коэффициент нефтеотдачи был получен при добавлении [EMIM][Cl] в вытесняющую жидкость. Дальнейшие исследования были проведены для изучения влияния концентраций ИЖ на механизмы восстановления путем измерения поверхностного натяжения (SFT), pH и вязкости вытесняющих фаз. Наконец, было изучено влияние этих ИЖ на изменение смачиваемости.

Авторы статьи [17] предложили новый состав для улучшения условий и увеличения добычи нефти при повышении температуры в пласте. В состав новой предложенной композиции входят сильный окислитель, низшие спирты, поверхностно-активные вещества и трехатомный спирт. Механизм действия композиции заключается в следующем. При взаимодействии компонентов состава происходит экзотермическая реакция, в результате которой выделяется большое количество тепла и газа в призабойной зоне. Выделившееся тепло способствует расплавлению тяжелых компонентов нефти, улучшается проницаемость призабойной зоны и приемистость скважины. Проводимые эксперименты показали, что благодаря воздействию предлагаемого состава на глинистые породы глины не набухают, а наоборот, происходит гидрофобизация поверхности породы за счет сжатия глины, что предотвращает последующее негативное воздействие воды на глинистые породы. Причиной этого инцидента является кислотный характер предложенной композиции. Эти свойства предлагаемого состава являются гарантией того, что его применение в любых пластах (песчаные, глинистые, карбонатные, доломиты и т.д.) будет эффективным.

Разработке новых эффективных методов повышения нефтеотдачи также посвящены работы [18-25].

Авторы работы [26] отмечают, что разработка плотных пластов будет одним из главных приоритетов для нефтяной промышленности из-за огромного спроса на ископаемое топливо в различных отраслях. В этой статье авторы представили серию экспериментов по пенам, генерируемым диоксидом углерода (CO_2) и азотом (N_2), циклической закач-

кой CO₂, попеременной закачкой газа (WAG), закачкой активной газированной воды (сочетание эффектов поверхностно-активных веществ и газированной воды (CW)), а также введение воздействия попеременной закачки газа активной газированной воды (комбинация закачки WAG и CW) после заводнения. Углекислый газ более реалистичен, чем азот, его можно больше мобилизовать в поровых каналах и обеспечить более высокий коэффициент нефтеотдачи. Пена, образуемая с помощью CO₂, увеличивает коэффициент извлечения нефти примерно на 32%, тогда как пена, образуемая с помощью N₂, составляет около 28%. При этом, по результатам данного исследования, максимальный коэффициент нефтеотдачи при активной попеременной закачке газа, активной газированной воды и попеременной закачке газа составил 74%, 65% и 48% соответственно.

Коэффициент нефтеотдачи является важным показателем для оценки эффективности и результативности разработки нефтяных месторождений. С целью выяснения ключевых факторов коэффициента нефтеотдачи месторождений на стадии сверхвысокой обводненности проанализированы 9 динамических показателей 12 блоков пласта тяжелой нефти восточного Китая с применением принципов разработки месторождений и методов статистического анализа [27]. Результаты показывают, что четырьмя ключевыми факторами нефтеотдачи являются плотность скважин, соотношение добывающих и нагнетательных скважин, чистая совокупная скорость закачки и забойное давление потока, а вес каждого показателя выражен количественно. В горизонтальном контрасте комплексное прогнозирование целевого восстановления сравнивается с текущим восстановлением динамическим методом для определения по типовому блоку BXD. Обсуждаются четыре важных фактора предыдущей тенденции и предлагаются контрмеры соответствующей корректировки. Предложенный метод и полученные результаты имеют определенную опорную ценность для теоретического исследования и практического применения на стадии сверхвысокой обводненности нефтяных месторождений.

Отмечается [28], что полимерное заводнение — распространенный метод третичной добычи нефти, который широко используется при добыче сырой нефти в Китае. После полимерного заводнения нефтеотдача на этапе заводнения снизится, поэтому людям необходимо принять эффективные меры для повышения нефтеотдачи. В данной статье в основном изучаются и обсуждаются технологии оптимизации и меры нефтеотдачи после полимерного заводнения.

После обработки полимерным заводнением нефтеотдача может быть увеличена за счет применения передовых технологий [29]. Однако на практике после обработки полимерным заводнением будут образовываться избыточные остатки. Поэтому при анализе и обработке остатков анализируется закон распределения остатков после полимерного заводнения, а также осуществляется процесс восстановления и процесс распределения обработки. оптимизация для повышения нефтеотдачи после полимерного заводнения. После обработки полимерным заводнением обработка полимером с высокой концентрацией и высокомолекулярным весом может улучшить скорость извлечения сырой нефти, а на основе обработки полимерным заводнением можно улучшить эффект полимерного заводнения, что может эффективно улучшить нефтеотдачу сырой нефти.

Таким образом, в данной работе нами рассмотрены наиболее основные методы повышения коэффициента нефтеотдачи. Показаны преимущества и недостатки каждого из используемых методов, а также перспективы применения того или иного метода в нефте-

добывающей промышленности.

В нашем исследовании [30] было предложено использование модифицированных нанотрубок и выявлена их роль в процессе повышения коэффициента нефтеотдачи. Нами установлено, что модифицированные нанотрубки способствуют стабилизации пены в исследуемых реагентах, что оказывает благоприятное влияние на повышение коэффициента нефтеотдачи. Авторами статьи предложен способ разработки нефтяных залежей, основанный на низкотемпературном окислении нефти в результате инициации экзотермической реакции и последующей закачке кислородсодержащего газа в пласт. При этом установлено, что в результате экзотермической реакции температура в пористой среде повышается выше 200⁰С, а прирост коэффициента вытеснения достигает 19.7 %. Анализ компонентного состава газа показал на наличие углекислого газа и отсутствия сернистого газа и кислорода в отобранных пробах, что обеспечивает безопасность предложенной авторами технологии. Нами было показано, что углеродные нанотрубки способствуют стабилизации пены, что позволяет в разы увеличить поверхность соприкосновения реагента с нефтью и песком. Полученные нами результаты экспериментов позволяют сделать вывод, что комбинация многостенных углеродных нанотрубок (МУНТ) и поверхностно-активного вещества может считаться эффективной стратегией повышения стабильности пены в пористой среде, тем самым значительно ускоряет процесс нефтевытеснения.

ВЫВОДЫ

1. В представленной работе обобщены результаты исследований в области разработки методов повышения коэффициента нефтеотдачи, представлена их классификация, показаны преимущества и недостатки используемых на практике методов.

2. Описана краткая характеристика предложенного авторами работы метода повышения коэффициента нефтеотдачи, основанного на использовании углеродных нанотрубок одно- и многостенного уровня.

ЛИТЕРАТУРА

1. Zhang, J. Oil production rate and Recovery factor evaluation for Beiexi / J. Zhang, X. Chen, L. Binyu, Y. Feng // Proceedings of the 2016 5th International Conference on Energy and Environmental Protection (ICEEP 2016). - 2016. - p. 108

2. Ahmad, M. Methods for Enhancing Recovery of Heavy Crude Oil / M. Ahmad, Sh. Samsun, N. Amran // Chapter in book Processing of Heavy Crude Oils - Challenges and Opportunities. - 2009. - 216 p.

3. Uhrynovskiy, A.V. Investigation of the efficiency of restrained oil displacement using of enhancing oil recovery methods / A.V. Uhrynovskiy, L.B. Moroz, G.M. Kogur // Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering. - 2022. - Vol. 10. - N 1. - Pp. 131-137

4. Zhang, Ch. Improvement of oil recovery factor in tight reservoirs: A laboratory approach based on carbon dioxide enhanced oil recovery methods / Ch. Zhang, W. Gang, H. Huang, H. Hongyang // Frontiers in Energy Research. - 2022. - Vol. 10. - Pp. 958830-958837

5. Maricic, V.K. Factors influencing successful implementation of enhanced oil recovery projects / Maricic V.K., Lecovic, D. Danilovic // Podzemni radovi. - 2014. - Vol. 22. - N 25. - Pp. 41-50

6. Kazempour, M. How to Improve Hydrocarbon Recovery Factors from Unconventional Oil and Gas Reservoirs: New Insights and Challenges / M. Kazempour // *Geofluids*. - 2020. - N 3. - Pp. 14-19
7. Abramova, A.O. Analysis of the Modern Methods for Enhanced Oil Recovery / A.O. Abramova, V.O. Abramov, S.P. Kuleshov, E.O. Timashev // Chapter in book *Oil and Natural Gas*. - 2014. - Pp. 118-148
8. Xiaoyong, H. Hybrid Thermal-Chemical Enhanced Oil Recovery Methods; An Experimental Study for Tight Reservoirs / H. Xiaoyong, L. Montao, Ch. Peng, A. Davarpanah // *Symmetry*. - 2020. - Vol. 12. - N 6. - Pp. 947-952
9. Pat. 1999032757A1. WO. 1999. A method to increase the oil production from an oil reservoir / Ellingsen O. /
10. Aashima, Kh. Overview and methods in Enhanced Oil Recovery / Kh. Aashima, Sh. Saxena, S. Balon, M. Sharma // *Journal of Physucs. Conference SERIES*. - 2021. - Vol. 2070. - Pp. 12-14
11. Tangparitkul, S. Evaluation of effecting factors on oil recovery using the desirability function / S. Tangparitkul // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. - 2018. - Vol 8. - N 4. - Pp. 13-21
12. Mukhina, E. Enhanced Oil Recovery Method Selection for Shale Oil Based on Numerical Simulations E. Mukhina, A. Cheremisin, L. Khakimova, A. Garipova // *ACS Omega*. - 2021. - Vol. 6. - N 37. - Pp. 23731-23741
13. Chang, W.J. The use of oil-soluble polymers to enhance oil recovery in hard to recover hydrocarbon reserves / W.J. Chang, S.H. Al-Obaidi, A.A. Patkin // *International Research Journal of Modernization in Engineering Technology and Science*. - 2021. - Vol. 3. - N 1. - Pp. 982-987
14. Al-Obaidi, S. The efficiency of gas injection into low-permeability multilayer hydrocarbon reservoirs / S. Al-Obaidi, M. Hofmann, F. Khalaf, H. Advan // *Technium Romanian Journal of Applied Sciences and Technology*. - 2021. - Vol. 3. - N 10. - Pp. 100-108
15. Shakhverdiev, A.Kh. High efficiency in-situ CO₂ generation technology: the method for improving oil recovery factor / A. Kh. Shakhverdiyev, G.M. Panahov, R. Jiang, E.M. Abbasov // *Petroleum Science and Technology*. - 2022. - Vol. 11. - N 3. - Pp. 2009-2026
16. Alarbah, A. Investigation of Different Ionic Liquids in Improving Oil Recovery Factor / A. Alarbah, M. Shirif, Sh. Ezeddin // *Advances in Chemical Engineering and Sciences*. - 2019. - Vol. 9. - N 1. - Pp. 87-98
17. Исмаилов, Ш.З. Технология повышения коэффициента нефтеотдачи путем воздействия на пласт термохимическими методами / Ш.З. Исмаилов, М.Г. Абдуллаев, Ш.З. Исмаилов // *Вестник Нефтегазовой отрасли Казахстана*. - 2022. - Т. 4. - № 3. - С. 78-89
18. Кузакбирдиев, К.Х. Методы интенсификации нефтедобычи и повышения коэффициента извлечения нефти пластов / К.Х. Кузакбирдиев // *Инновационная наука*. - 2020. - № 11. - С. 20-27
19. Кузьменков, С.Г. Методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Югры / С.Г. Кузьменков, Р.Ш. Аюпов, М.В. Новиков, В.И. Исаев // *Известия Томского Политехнического Университета*. - 2020. - Т 331. - № 4. - С. 96-108
20. Гумеров, Ф.М. Перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов / Ф.М. Гумеров // *Вести газовой науки*. - 2011. - № 2. - С. 93-99

21. Аржиловский А.Б., Экспресс-оценка прироста коэффициента извлечения нефти в результате применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи / А.Б. Аржиловский, Д.Г. Афонин, А.А. Ручкин, А.В. Кобяшев // Нефтяное хозяйство. - 2022. - № 5. - С. 13-19
22. Белокурова. Е.В. Влияние методов повышения нефтеотдачи пластов на надежность нефтепромыслового оборудования / Е.В. Белокурова, В.Д. Макаренко, С.П. Шатило, Н.Н. Прохоров // Успехи Современного Естествознания. - 2005. - № 6. - С. 9-18
23. Лысенков, А.В. Интенсификация разработки и повышение нефтеотдачи пластов / А.В. Лысенков // Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет. - 2014. - Уфа. - 32 с.
24. Яковлев, А.Л. Методы увеличения нефтеотдачи пластов на Арланском нефтяном месторождении / А.Л. Яковлев, Ю.А. Шамара, Е.Н. Даценко // Отраслевые научные и прикладные исследования. Науки о Земле. - 2022. - № 3. - С. 96-112
25. Иухаметзянов, Р.Н. Развитие и применение физико-химических методов повышения нефтеотдачи в Ноябрьском регионе / Р.Н. Иухаметзянов, Р.А. Гималетдинов, А.Н. Юдаков, А.А. Кононенко // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - № 1. - С. 15-22
26. Yang, G. An experimental study to measure oil recovery factor by chemical agents and carbon dioxide after waterflooding / G. Yang, B. Yunyun, A. Metwally, Y. Song // Scientific Reports. - 2022. - N 1. - Pp. 13639-13647
27. Qingting, W. Key influencing factors and adjustment countermeasures of recovery in heavy oil reservoir of water flooding/ W. Qingting, G. Zhen, W. Wang, Q. Jiamin // 4th International Conference on Green Energy and Sustainable Development (GESD 2021). - 2021. - Vol. 329. - Pp. 1047-1050
28. Wang, H. Study on optimization of recovery factor improvement after polymer flooding / H. Wang // AIP Conference Proceedings. - 2022. - Vol. 2474. - N 1. - Pp. 20019-20022
29. Zhang, J. Optimization of EOR after combined flooding / J. Zhang // E35 Web of Conferences. - 2022. - Vol. 352. - N 1. - Pp. 1043-1047
30. Шамилов, В.М.. Некоторые аспекты применения углеродных нанотрубок для увеличения коэффициента извлечения нефти / В.М. Шамилов, Э.Р. Бабаев, П.Ш. Мамедова, И.Г. Аюбов, Э.Г. Гаджиев // SOCAR Proceedings. 2023. N 1. Pp. 115-120

REFERENCES

1. Zhang, J. Oil production rate and Recovery factor evaluation for Beiierxi / J. Zhang, X. Chen, L. Binquyu, Y. Feng // Proceedings of the 2016 5th International Conference on Energy and Environmental Protection (ICEEP 2016). - 2016. - p. 108
2. Ahmad, M. Methods for Enhancing Recovery of Heavy Crude Oil / M. Ahmad, Sh. Samsun, N. Amran // Chapter in book Processing of Heavy Crude Oils - Challenges and Opportunities. - 2009. - 216 p.
3. Uhrynovskyi, A.V. Investigation of the efficiency of restrained oil displacement using of enhancing oil recovery methods / A.V. Uhrynovskyi, L.B. Moroz, G.M. Kogur // Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering. - 2022. - Vol. 10. - N 1. - Pp. 131-137
4. Zhang, Ch. Improvement of oil recovery factor in tight reservoirs: A laboratory ap-

proach based on carbon dioxide enhanced oil recovery methods / Ch. Zhang, W. Gang, H. Huang, H. Hongyang // *Frontiers in Energy Research*. - 2022. - Vol. 10. - Pp. 958830-958837

5. Maricic, V.K. Factors influencing successful implementation of enhanced oil recovery projects / Maricic V.K., Lecovic, D. Danilovic // *Podzemni radovi*. - 2014. - Vol. 22. - N 25. - Pp. 41-50

6. Kazempour, M. How to Improve Hydrocarbon Recovery Factors from Unconventional Oil and Gas Reservoirs: New Insights and Challenges / M. Kazempour // *Geofluids*. - 2020. - N 3. - Pp. 14-19

7. Abramova, A.O. Analysis of the Modern Methods for Enhanced Oil Recovery / A.O. Abramova, V.O. Abramov, S.P. Kuleshov, E.O. Timashev // Chapter in book *Oil and Natural Gas*. - 2014. - Pp. 118-148

8. Xiaoyong, H. Hybrid Thermal-Chemical Enhanced Oil Recovery Methods; An Experimental Study for Tight Reservoirs / H. Xiaoyong, L. Montao, Ch. Peng, A. Davarpanah // *Symmetry*. - 2020. - Vol. 12. - N 6. - Pp. 947-952

9. Pat. 1999032757A1. WO. 1999. A method to increase the oil production from an oil reservoir / Ellingsen O. /

10. Aashima, Kh. Overview and methods in Enhanced Oil Recovery/ Kh. Aashima, Sh. Saxena, S. Balon, M. Sharma // *Journal of Physucs. Conference SERIES*. - 2021. - Vol. 2070. - Pp. 12-14

11. Tangparitkul, S. Evaluation of effecting factors on oil recovery using the desirability function / S. Tangparitkul // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. - 2018. - Vol 8. - N 4. - Pp. 13-21

12. Mukhina, E. Enhanced Oil Recovery Method Selection for Shale Oil Based on Numerical Simulations E. Mukhina, A. Cheremisin, L. Khakimova, A. Garipova // *ACS Omega*. - 2021. - Vol. 6. - N 37. - Pp. 23731-23741

13. Chang, W.J. The use of oil-soluble polymers to enhance oil recovery in hard to recover hydrocarbon reserves / W.J. Chang, S.H. Al-Obaidi, A.A. Patkin // *International Research Journal of Modernization in Engineering Technology and Science*. - 2021. - Vol. 3. - N 1. - Pp. 982-987

14. Al-Obaidi, S. The efficiency of gas injection into low-permeability multilayer hydrocarbon reservoirs / S. Al-Obaidi, M. Hofmann, F. Khalaf, H. Advan // *Technium Romanian Journal of Applied Sciences and Technology*. - 2021. - Vol. 3. - N 10. - Pp. 100-108

15. Shakhverdiyev, A.Kh. High efficiency in-situ CO₂ generation technology: the method for improving oil recovery factor / A. Kh. Shakhverdiyev, G.M. Panahov, R. Jiang, E.M. Abbasov // *Petroleum Science and Technology*. - 2022. - Vol. 11. - N 3. - Pp. 2009-2026

16. Alarbah, A. Investigation of Different Ionic Liquids in Improving Oil Recovery Factor / A. Alarbah, M. Shirif, Sh. Ezeddin // *Advances in Chemical Engineering and Sciences*. - 2019. - Vol. 9. - N 1. - Pp. 87-98

17. Ismayilov, Sh.Z. Technology for increasing the oil recovery factor by influencing the formation using thermochemical methods / Sh.Z. Ismailov, M.G. Abdullaev, Shd.Z. Ismailov // *Bulletin of the Oil and Gas Industry of Kazakhstan*. - 2022. - T. 4. - No. 3. - P. 78-89

18. Kuzakbirdiev, K.Kh. Methods for intensifying oil production and increasing the oil recovery factor of reservoirs / K.Kh. Kuzakbirdiev // *Innovative science*. - 2020. - No. 11. - P. 20-27

- 19.Kuzmenkov, S.G. Methods for increasing oil recovery in Yugra fields / S.G. Kuzmenkov, R.Sh.Ауупов. M.V. Novikov, V.I. Isaev // News of Tomsk Polytechnic University. - 2020. - Т 331. - No. 4. - P. 96-108
- 20.Gumerov, F.M. Prospects for the use of carbon dioxide to enhance oil recovery / F.M. Gumerov // News of Gas Science. - 2011. - No. 2. - P. 93-99
- 21.Arzhilovsky, A.B. Express assessment of the increase in oil recovery factor as a result of the use of water-gas methods for increasing oil recovery / A.B. Arzhilovsky, D.G. Afonin, A.A. Ruchkin, A.V. Kobyashev // Oil industry. - 2022. - No. 5. - P. 13-19
- 22.Belokurova, E.V. The influence of enhanced oil recovery methods on the reliability of oilfield equipment / E.V. Belokurova, V.D. Makarenko, S.P. Shatilo, N.N. Prokhorov // Advances in Modern Natural Sciences. - 2005. - No. 6. - P. 9-18
- 23.Lysenkov, A.V. Development intensification and increased oil recovery / A.V. Lysenkov // Ufa State Petroleum Technical University. - 2014. - Ufa. - 32 s.
- 24.Yakovlev, A.L. Methods for increasing oil recovery at the Arlan oil field / A.L. Yakovlev, Yu.A. Shamara, E.N. Datsenko // Industry scientific and applied research. Geosciences. - 2022. - No. 3. - P. 96-112
- 25.Iukhametzyanov, R.N., Development and application of physical and chemical methods for increasing oil recovery in the Noyabrsk region / R.N. Iukhametzyanov, R.A. Gimaletdinov, A.N. Yudakov, A.A Kononenko // Modern problems of science and education. - 2015. - No. 1. - P. 15-22
- 26.Yang, G. An experimental study to measure oil recovery factor by chemical agents and carbon dioxide after waterflooding / G. Yang, B. Yunyun, A. Metwally, Y. Song // Scientific Reports. - 2022. - N 1. - Pp. 13639-13647
- 27.Qingting, W. Key influencing factors and adjustment countermeasures of recovery in heavy oil reservoir of water flooding/ W. Qingting, G. Zhen, W. Wang, Q. Jiamin // 4th International Conference on Green Energy and Sustainable Development (GESD 2021). - 2021. - Vol. 329. - Pp. 1047-1050
- 28.Wang, H. Study on optimization of recovery factor improvement after polymer flooding / H. Wang // AIP Conference Proceedings. - 2022. - Vol. 2474. - N 1. - Pp. 20019-20022
- 29.Zhang, J. Optimization of EOR after combined flooding / J. Zhang // E35 Web of Conferences. - 2022. - Vol. 352. - N 1. - Pp. 1043-1047
30. Shamilov, V.M. Some aspects of the use of carbon nanotubes to increase the oil recovery factor / V.M. Shamilov, E.R. Babayev, P.Sh. Mammadova, I.H. Ayyubov, E.G. Hajiyev // SOCAR Proceedings. 2023. N 1. Pp. 115-120.