

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2021, №3, Том 13 / 2021, No 3, Vol 13 <https://esj.today/issue-3-2021.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/04NZVN321.pdf>

Ссылка для цитирования этой статьи:

Подопригора Д.Г., Сабукевич В.С. Обоснование выбора методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока на шельфовом нефтяном месторождении восточной части Печорского моря // Вестник Евразийской науки, 2021 №3, <https://esj.today/PDF/04NZVN321.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

For citation:

Podoprigora D.G., Sabukevich V.S. (2021). Rationale for selection of a method of secondary recovery and oil recovery enhancement methods on the shelf oil field in the eastern part of the Pechora Sea. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 3(13). Available at: <https://esj.today/PDF/04NZVN321.pdf> (in Russian)

УДК 622.276

Подопригора Дмитрий Георгиевич

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург, Россия
Заместитель декана «Нефтегазового» факультета по НИРС,
доцент кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»

Кандидат технических наук, доцент

E-mail: Podoprigora_DG@pers.spmi.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9481-5451>

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=760782

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57189060081>

Сабукевич Виолетта Сергеевна

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург, Россия
Магистр кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»

E-mail: violettasabukevich@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8673-3958>

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=928125

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57216337494>

**Обоснование выбора методов
увеличения нефтеотдачи и интенсификации
притока на шельфовом нефтяном месторождении
восточной части Печорского моря**

Аннотация. В статье подобраны и обоснованы методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока для шельфового нефтяного месторождения восточной части Печорского моря. Применение на месторождении методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока необходимо, так как нефть месторождения является трудноизвлекаемой. Обоснование выполнено аналитически на основе геолого-физических данных о месторождении, выявленных условий применения методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока на нефтяных месторождениях и анализа литературных источников о применении методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока на шельфовых нефтяных месторождениях. Было учтено, что месторождение находится на арктическом шельфе, в регионе с суровыми погодными и тяжелыми ледовыми условиями. Установлено, что основным методом увеличения нефтеотдачи в процессе разработки месторождения будет являться заводнение. Однако в большинстве случаев заводнение не позволяет извлечь из залежи более 30 % нефти. Остаточная нефть в заводненных коллекторах удерживается в неподвижном состоянии капиллярными, поверхностно-молекулярными и вязкостными силами.

Чтобы увеличить коэффициенты охвата, вытеснения и извлечения нефти, улучшить подвижность нефти в заводненных пластах и проницаемость коллекторов в призабойной зоне пласта применяют третичные методы увеличения нефтеотдачи и методы интенсификации притока. Проведена оценка возможности использования на месторождении в качестве третичных методов увеличения нефтеотдачи смешивающегося и не смешивающегося газового и водогазового вытеснения с использованием в качестве вытесняющего агента углеводородного газа и двуокиси углерода, полимерного заводнения, а в качестве методов интенсификации притока – гидроразрыва пласта и обработки кислотным раствором призабойной зоны пласта. Сделан вывод, что основным методом интенсификации притока на месторождении будет являться соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта.

Ключевые слова: Печорское море; нефтяное месторождение; методы увеличения нефтеотдачи; методы интенсификации притока; соляно-кислотная обработка; призабойная зона пласта

В последние годы Россия занимает ведущие позиции в мире по объемам добычи нефти. В 2019 году в нашей стране было добыто 560,25 млн тонн, что является вторым после США показателем. Вместе с тем, в российской нефтедобывающей отрасли сложилась ситуация, когда крупнейшие традиционные месторождения вступили в финальные стадии разработки и характеризуются значительной выработанностью залежей и обводнением продукции скважин. Наблюдается негативная тенденция отставания восстановления ресурсной базы от темпов добычи нефти. Это ведет к истощению традиционных запасов нефти и уже в ближайшее время может привести к снижению объемов ее добычи.

Одним из крупнейших регионов, промышленное освоение которого позволит восполнить истощающиеся запасы традиционных нефтяных месторождений суши, является арктический шельф, запасы нефти которого в российском секторе оцениваются в 17,3 млрд тонн¹. По этой причине разработка нефтяных месторождений шельфа Арктики носит для России стратегический характер [26].

Печорское море считается одним из наиболее богатых нефтью районов арктического шельфа России. В его пределах за последние 35 лет открыты 3 нефтяных (Приразломное, Варандей-море и Медыньское-море) и 2 газонефтяных (Долгинское и Северо-Гуляевское) месторождения. В настоящее время ведется разработка одного месторождения – Приразломного, остальные месторождения находятся в доразведке.

Нефть всех нефтяных месторождений Печорского моря приурочена к низкопроницаемым коллекторам и является трудноизвлекаемой, поэтому одной из основных задач, которую необходимо решить уже на этапе подготовки к освоению месторождений, является определение методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока.

В настоящей статье аналитически будут подобраны и обоснованы методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока для нефтяного месторождения восточной части Печорского моря (далее – Месторождение).

Рассматриваемое Месторождение находится в восточной части Печорского моря, в 100 км к северу от побережья материка (рисунок 1). Район характеризуется суровыми погодными и тяжелыми ледовыми условиями. Среднегодовая температура составляет -2°C , а

¹ Указ Президента Российской Федерации от 26.10.2020 №645 «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года». – Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202010260033>.

максимальные отрицательные значения температуры достигают -40°C . Ледовый сезон длится с ноября по июнь. Толщина льда в среднем составляет 0,5–0,7 м, а в период максимального развития достигает 1,2 м. Преобладающая высота торосов – 1,0–1,5 м, максимальная – 4 м [2; 4]. Глубина моря в районе Месторождения составляет 22–44 м².

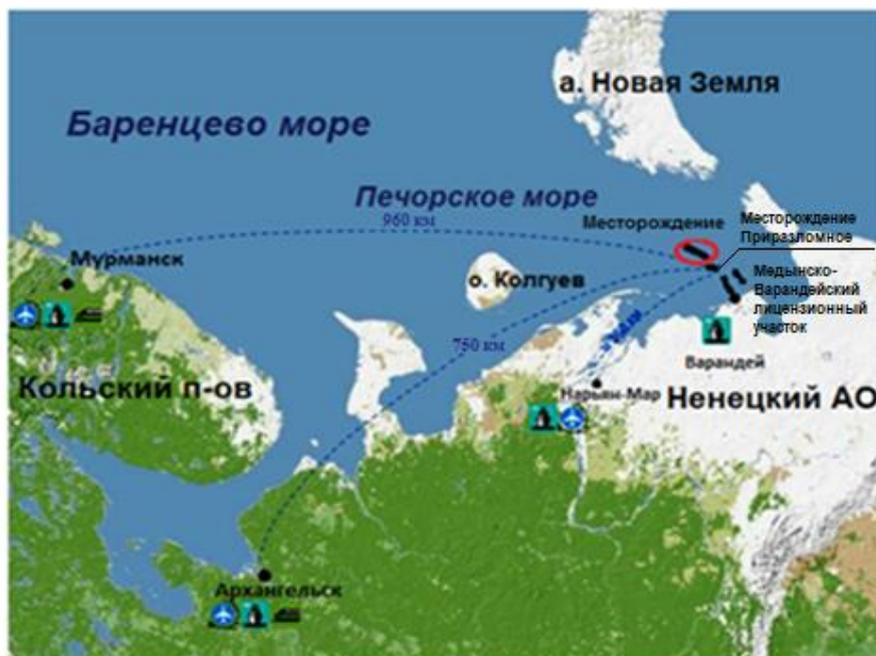


Рисунок 1. Обзорная карта района (ООО «Газпромнефть-Сахалин»)

Месторождение открыто в 1999 году. Залежь нефти приурочена к крупной мегабрахиантической ассиметричной складке, расположенной в нижнепермско-каменноугольных карбонатных отложениях. Размеры структуры в длину составляют по разным уровням от 75 до 90 км, в ширину – от 2 до 9 км [14]. Проницаемость коллекторов 2–3 мД. Тип залежи – массивная. Продуктивные пласты-коллекторы сложены зернистыми и илово-зернистыми известняками, которые обладают крайне изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами и неоднородной проницаемостью. Тип коллектора – поровый и трещиновато-поровый. Покрышкой служат кунгурские отложения нижней перми [7].

На данный момент в пределах южной части структуры пробурена одна разведочная скважина, давшая промышленные притоки нефти. При бурении в присводовой части структуры в ходе испытания пластов дебит нефти составил $168 \text{ м}^3/\text{сут.}$, газа – $29\,264 \text{ м}^3/\text{сут.}$, газовый фактор $174 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Полученная нефть легкая, плотностью $0,842 \text{ г/см}^3$, сернистая, парафинистая, малосмолистая. Пластовая температура – 84°C , пластовое давление – 36 МПа^3 .

В связи с тем, что нефть на Месторождении является трудноизвлекаемой, при его разработке необходимо использовать методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока.

Так как применение любых методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока является дорогостоящим, их внедрение, тем более в условиях арктического шельфа,

² Заключительный отчет «О проведении геологоразведочных работ на Долгинском нефтяном месторождении». – Москва: ООО «Газфлот», 2005.

³ Заключительный отчет «О проведении геологоразведочных работ на Долгинском нефтяном месторождении». С. 31–33.

должно осуществляться только, если методы являются экономически эффективными и укладываются в бюджеты разработки месторождений.

В настоящее время в качестве основного метода увеличения нефтеотдачи на шельфовых нефтяных месторождениях применяется заводнение. В продуктивные пласты-коллекторы для вытеснения нефти и поддержания пластового давления закачивается подготовленная морская вода. Данный метод будет являться, безусловно, основным и на рассматриваемом Месторождении [25; 27]. Этому благоприятствует тот факт, что на месторождении Приразломное, расположенном в 19 км южнее и имеющим сходные с Месторождением условия формирования и залегания нефтяной залежи, пластовые воды продуктивных горизонтов и вода Печорского моря по кальциту и гипсу совместимы, т. е. при их контакте выпадение в осадок кальцита и гипса не происходит; кальцит также не выпадает при нагревании морской воды [10]. Из чего с большой долей вероятности следует, что пластовые воды Месторождения и вода Печорского моря по кальциту и гипсу также будут совместимы. По опыту освоения Приразломного, заводнение на Месторождении целесообразно применять с первых этапов разработки, полностью компенсируя отбор жидкости закачиваемой водой. Это позволит обеспечить интенсивное наращивание объемов добычи нефти уже в первые годы разработки Месторождения для компенсации значительных затрат, понесенных на его обустройство [5].

Однако, несмотря на повсеместную применимость, в большинстве случаев заводнение не позволяет извлечь из залежи более 30 % нефти. Остаточная нефть в заводненных коллекторах удерживается в неподвижном состоянии капиллярными, поверхностно-молекулярными и вязкостными силами. Для увеличения подвижности нефти в заводненных пластах необходимо снизить действие указанных сил, чтобы они были меньше создаваемых перепадом давления гидростатических сил и выровнять подвижности воды и нефти, что достигается применением третичных методов увеличения нефтеотдачи [3; 9]. Увеличить приток нефти к добывающим скважинам позволяет также улучшение проницаемости коллекторов в призабойной зоне пласта (ПЗП), для чего используются методы интенсификации притока.

Обзор литературы показывает, что в качестве третичных методов увеличения нефтеотдачи на шельфовых нефтяных месторождениях преимущественно применяются газовые, водогазовые методы и полимерное заводнение, а из методов интенсификации притока – обработка кислотным раствором призабойной зоны пласта и гидроразрыв пласта.

Одними из предпочтительных методов увеличения нефтеотдачи на шельфовых нефтяных месторождениях являются газовое и водогазовое вытеснение. В качестве вытесняющего агента в этих методах используются углеводородные (чаще метан), попутный и углекислый газы. Данные методы применяются, как правило, на находящихся на поздних стадиях разработки заводненных месторождениях.

Закачка газа или водогазовой смеси в пласт позволяет поддержать пластовое давление, уменьшающееся по мере разработки залежи, обеспечить дополнительное вытеснение нефти из коллекторов и осуществить утилизацию попутного нефтяного газа непосредственно на месторождении. В морских условиях закачка попутно добываемого газа обратно в пласт для поддержания пластового давления является наиболее эффективным и рациональным способом его утилизации в случае невозможности переработки на морских добывающих платформах или транспортировки на сушу.

Существует два основных режима вытеснения нефти газом: не смешивающееся и смешивающееся. Оба используются на шельфовых нефтяных месторождениях.

Если давление в пласте ниже минимального давления смешиваемости нефти и закачиваемого в пласт газа, то будет происходить не смешивающееся вытеснение. В этом

случае массообмен между нефтью и газом не сопровождается сближением их свойств и состава, и нефть просто замещается в пористой среде газом⁴. Не смешивающееся вытеснение используется, когда невозможно осуществить нагнетание вытесняющего агента в пласт под давлением не ниже минимального давления смешиваемости нефти и газа.

Преимуществом непрерывной закачки газа в пласт является более высокий коэффициент вытеснения по сравнению с другими технологиями. Остаточная нефтенасыщенность при газовом вытеснении ниже, чем при заводнении.

Однако в силу отдельных свойств газа эффективность не смешивающегося газового вытеснения является крайне низкой, особенно в низкопроницаемых и неоднородных коллекторах. Газ обладает вязкостной неустойчивостью, вследствие которой он в виде языков проникает в нефтяную часть пласта и прорывается по высокопроницаемым зонам к добывающим скважинам, что приводит к значительному снижению коэффициентов охвата и нефтеотдачи. Также из-за эффектов силы тяжести закачиваемый газ поднимается к кровле пласта и, следовательно, большая часть нижней части пласта остаётся не охваченной газовым вытеснением.

При закачке инертного к породе и нефти газа (чаще азота) реализуется только не смешивающееся вытеснение.

В данное время на шельфе проекты по добыче нефти с применением не смешивающегося газового вытеснения реализуются только в заливе Кампече, являющимся южной частью Мексиканском залива (зрелые заводненные месторождения Ku, Maloob, Zaar, Kantarell). Закачка азота производится для поддержания пластового давления и минимизации продвижения водонефтяного и газонефтяного контактов. В частности, на месторождении Ku, где добыча осуществляется из высокопроницаемых песчаных коллекторов, программа поддержания давления была запущена в 2009 году путем закачки азота со скоростью 160 миллионов кубических футов в сутки, что снизило падение давления в продуктивных отложениях с 4,45 до 1,36 кг/см² в год. В дальнейшем скорость закачки азота была увеличена до 200 миллионов кубически футов в сутки [20]. Поставка азота на морские добывающие платформы осуществляется по газопроводу с берега [17].

Более эффективно нефть вытесняется газом в режиме смешивающегося вытеснения, при котором коэффициент вытеснения нефти из коллектора может достигать 90 %. При смешивающемся вытеснении происходит полная взаимная растворимость нагнетаемого в пласт газа и остаточной нефти в пористой среде. Массообмен между нефтью и газом приводит к изменению состава газовой и нефтяной фаз и сближению их плотностей. В пласте образуется флюид, более подвижный и менее вязкий, чем нефть, который имеет межфазное натяжение на границе нефть–вода близкое к нулю, обладает способностью проникать в самые малые по размерам поры и позволяет проводить вытеснение нефти из низкопроницаемых коллекторов. Происходит увеличение нефти в объеме, что способствует вытеснению остаточной нефти. Если нагнетание газа проводится в заводненный пласт, то перед зоной газа формируется нефтяной вал, собирающий нефть и пропускающий через себя воду. В итоге существенно увеличивается нефтеотдача пласта. Следует отметить, что газ смешивается только с легкими нефтями. По сведениям В.В. Коротенко для углеводородного газа давление нагнетания должно составлять не менее 25 МПа, а при обогащении смешивающегося газа (в основном метана) углеводородным газом с высокой молекулярной массой (чаще пропаном) минимальное

⁴ Коротенко В.А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие / В.А. Коротенко [и др.]. – Тюмень: Изд-во: ТюмГНГУ, 2014. – 104 с.

давление смешиваемости может быть снижено до 15–20 МПа, но это ведет к значительному удорожанию проекта⁵.

Несмотря на значительно большую эффективность смешивающегося газового вытеснения, для него характерны те же недостатки, что и для не смешивающегося, и основной из них – вязкостная неустойчивость газа. С целью уменьшения подвижности газа проводится нагнетание в пласт водогазовой смеси или поочередная закачка в пласт оторочек воды и газа. Этот метод увеличения нефтеотдачи получил название водогазового вытеснения. Чередующаяся закачка оторочек воды и газа является предпочтительной, так как одновременная закачка воды и газа приводит к значительному снижению приемистости нагнетательных скважин. Технология чередующейся закачки состоит в том, что первоначально в пласт закачивается большая оторочка газа, а затем чередуется закачка небольших оторочек воды и газа [3]. Назначение воды в этой схеме состоит не только в уменьшении подвижности газа для снижения языкообразования, но также в вытеснении газа в направлении добывающих скважин. Однако, необходимо учитывать, что уже после первого цикла чередующейся закачки газа и воды в пласт приемистость нагнетательных скважин уменьшается в 4–5 раз для воды и в 8–10 раз для газа из-за снижения фазовой проницаемости⁶.

При водогазовом вытеснении в не смешивающемся режиме увеличение нефтеотдачи связано с особенностями фильтрации газа и воды. Под действием капиллярных сил вода в заводненном пласте занимает мелкие поры и трещины, что приводит к увеличению коэффициента охвата. В свою очередь более подвижный газ занимает верхнюю часть пласта и, как несмачивающая фаза, более крупные гидрофобные поры. А частичное растворение газа в нефти приводит к увеличению ее подвижности и, как следствие, к возрастанию коэффициента вытеснения. Коэффициент извлечения нефти прямо пропорционален произведению коэффициентов охвата и вытеснения. Если коэффициенты охвата и вытеснения увеличиваются, то коэффициент извлечения нефти также увеличивается [15].

Повышение эффективности при смешивающемся водогазовом вытеснении нефти происходит вследствие увеличения в объеме нефти при её смешивании с газом, снижения межфазного натяжения на границе нефть – вода, уменьшения вязкости вытесняемого флюида, возрастания эффективной вязкости вытесняющего агента и уменьшения подвижности газа вследствие нагнетания в пласт воды. Действие указанных факторов увеличивает охват пласта вытеснением, улучшает подвижность остаточной нефти и её способность к вытеснению.

Водогазовое вытеснение в качестве метода увеличения нефтеотдачи активно применяется на ряде зрелых заводненных нефтяных месторождений Северного моря. На месторождениях Magnus и Ula реализуются успешные проекты по увеличению нефтеотдачи с помощью смешивающегося водогазового вытеснения. На месторождении Magnus, где продуктивные пласты–коллекторы представлены высокопроницаемыми песчаниками, попеременная закачка газа и воды началась в 2002 году, и уже к 2010 году от 60 до 70 % нефтеносной площади находилось в режиме смешивающегося водогазового вытеснения. Смешивающееся водогазовое вытеснение позволило повысить коэффициент извлечения нефти на 50 % и довести его до 56 % [18; 21]. Применение метода также позволило расширить месторождение и продлить срок его эксплуатации до 2028 года. На месторождении Ula применение метода началось в 1998 году и позволило остановить падение добычи нефти [29]. На месторождении Harding применяется не смешивающееся водогазовое вытеснение.

⁵ Коротенко В.А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. С. 70.

⁶ Коротенко В.А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. С. 71.

Проводится закачка в пласт попутного газа в целях его утилизации. Использование метода позволило создать стабильный гравитационный дренаж и обеспечить высокие коэффициенты извлечения нефти. Данные по добыче показывают, что к концу 2008 года из месторождения было извлечено 70 % нефти, а к концу срока эксплуатации извлечение составит 74 %, что является крайне высоким показателем [17; 31].

Вместе с тем следует отметить, что все проекты по водогазовому вытеснению были реализованы на шельфовых нефтяных месторождениях с высокопроницаемыми песчаными коллекторами, содержащими низковязкие нефти [18].

Одним из перспективных газовых методов увеличения нефтеотдачи на шельфовых нефтяных месторождениях является вытеснение нефти двуокисью углерода (CO_2). Закачка CO_2 в пласт при температуре ниже $31,2^\circ\text{C}$ может осуществляться как в жидком, так в газообразном состоянии, а при температуре выше $31,2^\circ\text{C}$ только в газообразном, так как выше указанной температуры CO_2 находится в газообразном состоянии при любых значениях давления.

В пластовых условиях CO_2 растворяется в нефти и воде. Растворение CO_2 в нефти приводит к значительному уменьшению её вязкости и является основным фактором увеличения коэффициента вытеснения для высоковязких нефтей. При давлении превышающем 7,6 МПа CO_2 растворяется в воде и увеличивает её вязкость до 30 %. Уменьшение вязкости нефти и увеличение вязкости воды улучшает соотношение подвижности нефти и воды в пластовых условиях и способствует уменьшению быстрого прорыва CO_2 к добывающим скважинам. Следует также отметить, что растворимость CO_2 в нефти в 4–10 раз выше, чем в воде, поэтому CO_2 может переходить из воды в нефть. В момент перехода происходит снижение межфазного натяжения на границе нефть–вода, что улучшает подвижность нефти и её способность к вытеснению.

Растворяясь в нефти, CO_2 увеличивает её объёмный коэффициент в 1,5–1,7 раза, а плотность на 2–3 %; нефть набухает и происходит искусственное увеличение нефтенасыщенного объёма порового пространства. Давление в порах повышается, и в добывающие скважины дополнительно вытесняется часть оставшейся неподвижной нефти. В результате увеличивается фазовая проницаемость по нефти и, как следствие, конечная нефтеотдача пластов.

CO_2 увеличивает смачиваемость поверхности порового пространства водой, что приводит к уменьшению межфазного натяжения. В результате улучшаются условия отмыва пленочной нефти, которая более свободно перемещается в поровых каналах, ещё больше увеличивая фазовую проницаемость по нефти.

Возможна реализация смешивающегося и не смешивающегося вытеснения нефти двуокисью углерода. Смешивающееся вытеснение нефти двуокисью углерода реализуется при значительно меньших давлениях, чем при смешивающемся вытеснении нефти углеводородным газом. По данным А.С. Сургучева, смешивающееся вытеснение легкой нефти двуокисью углерода возможно при значениях давления 9–10 МПа, а углеводородным газом – при 27–30 МПа. Нефтеотдача при смешивающемся вытеснении двуокисью углерода в среднем увеличивается на 9,7 %, а при не смешивающемся – на 6,4 % [3].

Так же как и в случае с углеводородным газом, для недопущения быстрого прорыва CO_2 к добывающим скважинам по зонам повышенной проницаемости, уменьшения гравитационного разделения и коэффициента охвата, а также с целью экономии CO_2 целесообразно проводить поочередную закачку в пласт оторочек CO_2 и воды.

Однако, обладая значительно большей эффективностью в сравнении с вытеснением углеводородным газом, вытеснение нефти с использованием CO_2 имеет ряд существенных недостатков. При не полной смешиваемости с нефтью CO_2 экстрагирует из неё легкие фракции,

которые вытесняются, а тяжелые фракции остаются в пласте и впоследствии в связи с уменьшением подвижности извлечь их становится труднее. Потери CO_2 в результате поглощения пластом достигают 60–75 % от общего объема закачки, что связано с удержанием CO_2 в тупиковых порах и застойных зонах. Но наиболее существенной проблемой использования CO_2 в качестве вытесняющего агента является её значительная коррозионная активность при взаимодействии с водой. По этой причине при доставке, хранении и закачке в пласт CO_2 необходимо использовать коррозионностойкое оборудование, что приводит к удорожанию проекта и, как следствие, к удорожанию добываемой нефти [15].

Вытеснение нефти с использованием CO_2 является самым дорогим из газовых методов вытеснения нефти. CO_2 производится, как правило, на берегу и доставляется на шельфовые нефтяные месторождения судами обеспечения или по трубопроводам. Двуокись углерода может быть также добыта в районе нефтяного месторождения (при её наличии). С учетом этого основными условиями применения метода являются доступность ресурсов CO_2 и приемлемая стоимость производства и доставки CO_2 на морские добывающие платформы, которая должна укладываться в бюджеты разработки месторождений [23].

В литературе описаны два пилотных проекта по водогазовому вытеснению нефти с использованием в качестве вытесняющего агента CO_2 на шельфовых нефтяных месторождениях. Это проект на месторождении Rang Dong на шельфе Вьетнама и проект на месторождении Lula на шельфе Бразилии.

На месторождении Rang Dong в мае 2011 года было проведено испытание по закачке CO_2 для увеличения нефтеотдачи по технологии Huff-n-Puff. Месторождение расположено в 135 км от берега Вьетнама. Добыча нефти на месторождении осуществляется из высокопроницаемых песчаников нижнего миоцена. CO_2 была получена от компании по производству удобрений и химикатов (чистота 99,97 %). Доставка CO_2 на месторождение осуществлена вспомогательным судном, используемым на проекте. Проект признан успешным. Наблюдалось увеличение дебитов нефти и снижение обводнённости [17; 30].

На месторождении Lula залежь легкой нефти расположена в сверхглубоких водах (1800–2400 м) и приурочена к высокопроницаемым карбонатным коллекторам в районе подсолевого кластера бассейна Santos. Попутный газ в коллекторе содержит 25 % CO_2 , и оператором проекта в целях недопущения выброса CO_2 было принято решение о её закачке обратно в пласт в целях увеличения нефтеотдачи. Проект водогазового вытеснения с использованием в качестве вытесняющего агента CO_2 стартовал в апреле 2011 года. Результаты проекта признаны успешными [17].

Исходя из особенностей строения пластов-коллекторов Месторождения, которые обладают крайне изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами, неоднородной и низкой проницаемостью, применение на Месторождении для увеличения нефтеотдачи непрерывной закачки газа в пласт будет неэффективно.

С учетом значительного газового фактора, по мнению авторов, на Месторождении для увеличения нефтеотдачи возможно применение водогазового вытеснения с использованием в качестве вытесняющего агента попутного газа. Метод может быть реализован на поздних стадиях разработки Месторождения, когда оно будет заводнено. Для этого попутный газ необходимо отделить от добываемой нефти, закачать для сохранности в подходящий пласт и впоследствии извлечь. Но необходимо проведение дополнительных исследований на керне и полевых испытаний, которые подтвердят эффективность метода. Вместе с тем нельзя исключать, что метод окажется слишком дорогим и не впишется в бюджет разработки Месторождения. Оценку возможного использования на Месторождении водогазового вытеснения затрудняет тот факт, что в настоящее время отсутствует информация по

использованию данного метода на шельфовых нефтяных месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами.

Применение на Месторождении водогазового вытеснения с использованием в качестве вытесняющего агента CO_2 будет неэффективно. Значительные затраты на доставку CO_2 на морскую добывающую платформу, необходимость использования для закачки CO_2 в пласт дорогостоящего коррозионностойкого оборудования, дополнительные затраты на ремонт оборудования из-за коррозии и связанные с этим перерывы в работе платформы значительно увеличат стоимость и без того дорогого проекта и сделают этот метод увеличения нефтеотдачи экономически неприемлемым для использования на Месторождении.

Полимерное заводнение относится к потокоотклоняющим методам и применяется, как правило, на зрелых заводненных нефтяных месторождениях, на которых отношение подвижности воды и нефти в процессе заводнения является неблагоприятным, на месторождениях, имеющих неоднородности пластов, и на месторождениях, где невозможно создать плотную сетку скважин и обеспечить необходимый охват пласта заводнением.

При полимерном заводнении в воду добавляется водорастворимый полимер (чаще полиакриламид), вода загущается, и полученный гель закачивается в пласт. Увеличение вязкости вытесняющей воды снижает её подвижность (эффективную проницаемость) в пластовых условиях, что уменьшает языкообразование и замедляет прорыв воды к скважинам.

Вязкий полимерный раствор предпочтительно фильтруется через высокопроницаемые трещины, снижая проницаемость среды, что приводит к снижению динамической неоднородности потоков нефти и воды в пласте. Высокая вязкость полимерного раствора служит барьером для проникновения воды в высокопроницаемые зоны и способствует отклонению воды в низкопроницаемые зоны, не охваченные вытеснением. Следствием этих процессов являются выравнивание профиля приемистости и увеличение охвата пласта вытеснением.

Наряду с положительным действием, полимерное заводнение имеет и ряд недостатков. Вязкопластичные полимерные составы обладают таким свойством, как напряжение сдвига, наличие которого приводит к тому, что через часть трещин и пор, которые меньше определенного размера, фильтрация полимерного раствора не происходит. Другим недостатком является то, что при взаимодействии полимеров с минералами, слагающими пласты-коллекторы, происходит адсорбция молекул полимеров на поверхность пористой среды, что приводит к перекрытию каналов фильтрации и уменьшению проницаемости коллектора. Для очистки каналов фильтрации в призабойной зоне пласта от полимеров применяют кислотные обработки.

Основные ограничения на применение полимерных растворов для заводнения пластов-коллекторов связаны с возможной деструкцией (разрушением) молекул полимеров по причине химического, механического, температурного воздействия, а также с величиной проницаемости коллекторов.

Деструкция приводит к уменьшению вязкости раствора полимера, ухудшению процесса заводнения и, как следствие, – к уменьшению нефтеотдачи.

Химическая деструкция полимера происходит при наличии в воде, в которой растворяется полимер, или пластовой воде кислорода, сульфидводорода или железа, которые вовлечены в окислительно-восстановительные реакции. Для предотвращения химической деструкции полимера необходимо контролировать качество закачиваемой воды (отсутствие примесей) и осуществлять выбор полимера с учетом минерализации пластовых вод.

Механическая деструкция происходит в случаях резкого изменения скорости движения полимера в технологическом оборудовании и при скачках давления. Для предотвращения механической деструкции полимеров используется специальное оборудование для полимерного заводнения и применяются специальные руководства по снижению риска деструкции полимера при закачке в пласт.

Полимеры на основе акриламида стабильны при температурах до 75 °С, а при превышающих температурах до 95 °С необходимо применять сульфонированные мономеры (АТBS), которые существенно дороже акриламида.

Полимерное заводнение осуществимо при проницаемости коллекторов не менее 100 мД. При меньшей проницаемости для увеличения приемистости нагнетательных скважин необходимо повышать давление нагнетания, что может привести к созданию высокопроницаемых трещин и расслоению пласта.

Существуют и другие факторы, ограничивающие проведение полимерного заводнения на шельфовых нефтяных месторождениях: высокая стоимость мономеров; потеря приемистости нагнетательных скважин; большое расстояние между скважинами, что увеличивает время фильтрации полимерного раствора; невозможность обеспечить полный контроль за продвижением фронта вытеснения.

Для эффективного вытеснения нефти полимерными растворами необходимо, чтобы полимером было заполнено не менее 30 % (для тяжелых нефтей – 50 %) порового объема пласта. Закачка мелких оторочек не приведет к положительным результатам, так как последующая закачка воды вероятнее приведет к размытию оторочки полимера, чем к равномерному продвижению ее к добывающим скважинам, и языкообразованию в высокопроницаемых зонах [16].

Заводнение с использованием полимерных гелей применяется на нефтяных месторождениях, находящихся на шельфе Анголы (Dalia) и шельфе Китая в Бохайском заливе (QHD32-6).

На шельфе Анголы на блоке 17 месторождения Dalia, находящегося в глубоких водах (1200–1400 м), где добыча нефти средней вязкости (до 10 сП) осуществляется из песчаника высокой проницаемости (> 1 Дарси), залегающего на глубине 800–1000 м ниже морского дна, где пластовая температура не превышает 56 °С, с 2010 года для увеличения нефтеотдачи осуществляется проект по закачке полимера с концентрацией 900 ppm через три скважины. Закачка полимера позволила стабилизировать добычу нефти на месторождении на уровне 200 тысяч баррелей в сутки [22].

В Бохайском заливе на месторождении QHD32-6, разрабатываемом на пределе рентабельности, где добыча тяжелой нефти осуществляется из высокопроницаемых песчаников, применение полимерного заводнения в совокупности с другими методами увеличения нефтеотдачи привело к тому, что с 2006 по 2010 год производительность скважин увеличилась с 28 300 до 33 200 баррелей в сутки [19].

Учитывая высокую стоимость проведения полимерного заводнения, внедрение которого приведет к значительному удорожанию и без того дорогостоящего проекта по разработке Месторождения, а также крайне низкую проницаемость коллекторов, применение на Месторождении для увеличения нефтеотдачи полимерного заводнения, по мнению авторов, будет неэффективно.

Среди методов интенсификации притока наибольшее распространение на шельфовых нефтяных месторождениях получили гидроразрыв пласта и кислотная обработка призабойной зоны пласта.

На сегодняшний день наиболее эффективным методом интенсификации притока на нефтяных месторождениях является гидроразрыв пласта (ГРП). Однако использование технологии ГРП на море отличается от использования ГРП на суше. Если на суше при выполнении ГРП в пласт под большим давлением закачиваются значительные объемы жидкости для образования трещин (до нескольких десятков, а иногда и сотен метров), которые затем закрепляются с помощью пропанта, то на шельфовых месторождениях в большинстве случаев ГРП используется в рыхлых песках для борьбы с пескопроявлениями – выполняется ГРП с гравийной набивкой. Данная технология известна под наименованием frac pack.

Впервые на шельфе frac pack был применен в Мексиканском заливе более 25 лет назад на месторождениях, где нефть добывают из высокопроницаемых песчаников. На данный момент frac pack применяется примерно для 75 % заканчиваний скважин в Мексиканском заливе.

Frac pack объединяет гравийную набивку с гидроразрывом для создания небольших широких трещин – от 15 до 70 метров в длину. Применение frac pack позволяет улучшить приток нефти к скважине и создать гравийный фильтр, предотвращающий миграцию мелких частиц и попадание песка из пласта в скважину в процессе добычи нефти.

Жидкость, используемая для гидроразрыва на шельфовых нефтяных месторождениях, на 95 % состоит из морской воды. Хранение компонентов и подготовка жидкости для гидроразрыва осуществляются на судах обеспечения, с которых она по шлангокабелям поступает на морские добывающие платформы для проведения операций гидроразрыва.

Давление закачки расклинивающего агента в скважину во время frac pack на шельфовых нефтяных месторождениях относительно невысокое и в зависимости от глубины морской скважины варьируется от 7 до 70 МПа. Это связано с тем, что породы, расположенные под морской средой, испытывают меньшее напряжение, чем материковые, что облегчает проведение операций гидроразрыва. В Мексиканском заливе в продуктивных пластах, представленных рыхлыми песками, на одну операцию frac pack обычно расходуется менее 1500 тонн пропанта.

ГРП для стимуляции низкопроницаемых коллекторов также проводится на шельфовых нефтяных месторождениях. Операции реализованы на нефтяных месторождениях в Мексиканском заливе, у берегов Калифорнии, в Северном море и в ряде других шельфовых нефтяных бассейнов. Однако широкого распространения на шельфе ГРП не получил. Так, в Мексиканском заливе ГРП для стимуляции низкопроницаемых коллекторов используется менее чем в 10 % случаев заканчивания скважин. Основными причинами этого являются недостаточное распространение бурения горизонтальных скважин на шельфе, высокая стоимость проведения ГРП на шельфе, которая не укладывается в бюджеты проектов по разработке месторождений, а также возможные отрицательные экологические последствия [23].

На арктических шельфовых нефтяных месторождениях ГРП не применяется. Основная причина этого – экологическая. В результате проведения операции гидроразрыва пласта в породе создаются трещины, по которым возможно истечение флюида из продуктивных горизонтов на дно моря и через толщу воды на поверхность. Устранение таких аварий является сложной технологической операцией, но еще более материально затратной. Опыт устранения аварии на платформе «Глубоководный горизонт» в Мексиканском заливе (2010) показал, что последствия аварии оказывают влияние не только на регион аварии, но и на планету в целом. Площадь загрязнения может достигать десятков тысяч квадратных километров, загрязняются тысячи километров побережья, мероприятия по локализации последствий аварии растягиваются на годы, а оператор проекта несет колоссальные убытки. Так, по состоянию на

2020 год затраты компании BP по устранению последствий аварии на «Глубоководном горизонте» составили более 65 миллиардов долларов. При этом природе наносится непоправимый урон; в пределах загрязненной акватории гибнет вся флора и фауна. Еще более серьезные последствия такая авария будет иметь, если она произойдет на арктическом шельфе. Мероприятия по ее ликвидации невозможно будет проводить в период, когда акватория покрыта льдом, а этот период в Арктике длится от 7 до 11 месяцев. В силу суровых погодных и тяжелых ледовых условий стоимость ликвидации аварии на арктическом шельфе будет многократно выше, чем в Мексиканском заливе. Ликвидация последствий аварии приведет не только к банкротству компании – виновника аварии, но и, возможно, к остановке под давлением правительств заинтересованных стран и природоохранных организаций всей добычи углеводородов на арктическом шельфе. По указанным причинам ГРП на рассматриваемом Месторождении в настоящее время не применим.

Одним из определяющих условий выбора метода интенсификации притока на Месторождении является приуроченность нефтяной залежи к карбонатным коллекторам. Существующий мировой опыт показывает, что при добыче нефти из карбонатных отложений одним из наиболее эффективных методов интенсификации притока является соляно-кислотная обработка (СКО) призабойной зоны пласта. Метод характеризуется отработанной технологией, приемлемой стоимостью, относительной безопасностью, позволяют существенно повысить фильтрационные характеристики коллекторов в призабойной зоне пласта и, как следствие, увеличить нефтеотдачу. По этим причинам СКО широко применяется на шельфовых нефтяных месторождениях, в том числе арктических. Вместе с тем имеющиеся данные свидетельствуют, что успешность СКО на нефтяных месторождениях не превышает 50–60 %⁷.

В основе СКО лежит способность соляной кислоты растворять карбонатные породы и создавать в ПЗП пустоты, каверны и «каналы разъедания» (червоточины) [6]. Обработка соляно-кислотными растворами ПЗП приводит к расширению существующих и возникновению новых каналов фильтрации флюида. СКО также практически всегда применяется для обработки ПЗП в залежах, сложенных карбонатными породами, с целью очистки каналов фильтрации от частиц, колюматизирующих поровое пространство, в ходе бурения, цементирования, перфорирования скважин и выполнения других технологических операций⁸.

Способ обработки и качество соляно-кислотного раствора для каждого месторождения являются уникальными и разрабатываются по результатам научных исследований. Перенос решений, разработанных для одного месторождения, на другое без учета особенностей минералогического состава пород, слагающих залежь, химического и биологического состава содержащегося в ней флюида не даст положительных результатов.

Объем соляной кислоты подбирается на основании экспериментальных данных и опыта. При расчетах учитываются радиус обрабатываемой зоны, пористость, проницаемость, химико-минералогический состав породы в ПЗП и многое другое. Поскольку рассчитать объем кислотного раствора сложно, то по результатам промыслового опыта принимают определенные объемы кислотных растворов для вертикальных и горизонтальных скважин. В вертикальных скважинах для обработок обычно применяют 1–1,5 м³ на один метр обрабатываемой толщины пласта, а в горизонтальных скважинах – 0,25 м³ на один метр открытого ствола скважины.

⁷ Иванов С.И. Интенсификация притока нефти к скважинам: Учебное пособие. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 565 с.

⁸ Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов: Методические указания для практических занятий / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: Королев М.И., Подопригора Д.Г. – СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2019. – 95 с.

Обработка ПЗП обычно осуществляется соляно-кислотными растворами с концентрацией соляной кислоты от 8 до 15 % в зависимости от вещественного состава пласта [6].

Соляно-кислотный раствор, применяемый на конкретном месторождении, должен обладать следующими характеристиками: не давать осадка; удерживать в своем составе трехвалентное железо, предотвращая выпадение в поровом пространстве нерастворимого осадка гидроокиси железа; медленно реагировать с карбонатами, чтобы глубже проникать в породу и воздействовать на удаленные зоны пласта; обладать низким межфазным натяжением на границе кислотный раствор – нефть [13].

Неоднократно проведенные исследования показали, что соляная кислота при взаимодействии с карбонатами не создает радиальных и равномерно расходящихся каналов. Чаще, в силу неоднородности карбонатных пород, она образует в пластах червоточины неправильной формы, которые распространяются в направлениях наибольшей проницаемости породы. Более равномерно червоточины образуются вокруг ствола скважины в пористых коллекторах, но даже в этом случае направление распространения червоточин не радиальное и прямолинейное.

Чем эффективнее действие кислотного раствора, тем глубже червоточины распространяются в породу. Глубина проникновения соляно-кислотного раствора в пласт повышается при увеличении концентрации соляной кислоты в растворе, скорости ее закачки в пласт и добавлении в кислотный раствор замедлителей реакции [1].

Существенной проблемой, которую приходится решать при проведении СКО, является несовместимость кислотного раствора и пластовых флюидов. При взаимодействии соляно-кислотного раствора, нефти и пластовой воды могут образовываться осадок и стойкие эмульсии, которые загрязняют каналы фильтрации в ПЗП. Чтобы нивелировать эти отрицательные последствия, в кислоту добавляют комплексообразователи ионов железа, деэмульгаторы, диспергаторы асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), ингибиторы коррозии и другие добавки.

Взаимодействие соляной кислоты с находящимся в породе и попадающим в пласт со стенок трубы трехвалентным железом приводит к выпадению в поровом пространстве коллектора объемистого нерастворимого осадка гидроокиси железа. Для предотвращения его выпадения в ПЗП используются различные комплексообразователи ионов железа – уксусная кислота и др. Кроме выполнения функции комплексообразователя уксусная кислота также замедляет реакцию соляной кислоты с карбонатами, что способствует более глубокому проникновению кислотного раствора в породу, а при взаимодействии с породой растворяет её, выступая как активный реагент.

Для разрушения стойких эмульсий, образующихся в процессе проведения СКО, применяются деэмульгаторы, которые разрушают поверхностные адсорбционные пленки на границе раздела между кислотным раствором и нефтью, что приводит к разрушению нефтяных оболочек, обволакивающих капельки воды, позволяя этим капелькам снова сливаться и отделяться от нефти.

В ходе СКО при взаимодействии нефти и соляной кислоты возможно выпадение в осадок парафинов и асфальтенов. Чтобы избежать этого, в кислотный раствор добавляют противоосадочные агенты – диспергаторы, разбивающие АСПО на мелкие капли и частицы, которые уносятся потоком нефти. Таким способом диспергаторы препятствуют отложению АСПО в ПЗП и на забое скважины.

Активность соляной кислоты резко возрастает с увеличением температуры до 150 °С, но при более высокой температуре существенного увеличения активности кислоты не происходит.

С повышением температуры возрастает коррозионная активность соляной кислоты, поэтому при проведении СКО в скважинах с высокой температурой необходимо проводить мероприятия по снижению её активности. Для этого в кислоту добавляют ингибиторы коррозии.

Серная кислота, содержащаяся в соляной кислоте, при взаимодействии с карбонатами образует гипс, который после проведения СКО остается в поровом пространстве и загрязняет каналы фильтрации, существенно ухудшая проницаемость ПЗП. Для нейтрализации серной кислоты в раствор соляной кислоты добавляют хлористый барий [24].

Как было сказано выше, с 2013 года в Печорском море в 19 км южнее Месторождения реализуется проект по разработке нефтяного месторождения Приразломное, которое имеет сходные с Месторождением условия формирования и залегания нефтяной залежи. Так же как и на рассматриваемом Месторождении, продуктивные пласты-коллекторы на Приразломном сложены карбонатами и залегают в отложениях нижней перми – карбона. Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта является основным методом интенсификации притока на месторождении Приразломное.

Сходные условия формирования и залегания нефтяных залежей на рассматриваемом и Приразломном месторождениях дают возможность использовать при разработке Месторождения уже разработанные и с успехом применяемые на Приразломном обработки ПЗП различными адаптированными и отклоняющимися соляно-кислотными растворами [8].

В связи с тем, что карбонатные пласты-коллекторы Месторождения характеризуются крайне изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами и неоднородной проницаемостью, при проведении соляно-кислотных обработок неизбежно возникнет проблема, что соляная кислота с наибольшей приемистостью будет фильтроваться в высокопроницаемые интервалы, а иные зоны пласта останутся слабо охвачены кислотным воздействием. Чтобы избежать этого применяют вязкоупругие отклоняющиеся соляно-кислотные растворы, которыми можно проводить обработку карбонатных коллекторов при пластовых температурах до 150 °С [12]. Вязкоупругие и отклоняющие свойства придаёт соляно-кислотному раствору добавляемое в него ПАВ. В первое время после закачки такого раствора в пласт его вязкость возрастает, и он становится отклоняющимся. Высокая вязкость соляно-кислотного раствора не позволяет ему целиком проникать в уже существующие в породе червоточины и перенаправляет еще не прореагировавшую кислоту в ранее не обработанные зоны, где она формирует сеть новых червоточин (рисунок 2). Таким образом повышается эффективность действия соляно-кислотного раствора [8; 11].



а – разветвленная сеть червоточин, образовавшаяся при закачке вязкоупругого отклоняющегося соляно-кислотного раствора; б – каверна и сквозная червоточина, образовавшиеся при закачке соляной кислоты

Рисунок 2. Внешний вид керна после проведения моделирования соляно-кислотной обработки [11]

С течением времени по мере реагирования соляной кислоты с карбонатной породой вязкоупругое ПАВ снижает вязкость кислотного раствора, снимая блокаду трещин. Полная очистка коллектора достигается за счет деструктивного воздействия на вязкоупругое ПАВ со стороны нефти, при контакте с которой ПАВ разрушается, не оставляя остаточного загрязнения [8].

Для повышения эффективности кислотной обработки ПЗП в скважину многократно поочередно закачивают отклоняющийся и адаптированный соляно-кислотные растворы. При этом сначала в пласт закачивается отклоняющийся раствор, который блокирует высокопроницаемые трещины и червоточины, а затем адаптированный раствор, который воздействует на ранее не обработанные зоны.

Эффективность соляно-кислотных обработок значительно снижается при наличии в пластах-коллекторах водонасыщенных пропластков. Из-за разности в смачиваемости соляная кислота намного быстрее реагирует с карбонатной породой в водонасыщенных пластах, чем в нефтенасыщенных [12]. В результате соляная кислота практически полностью расходуется в водонасыщенных пропластках и не проникает в нефтенасыщенные, что приводит к повышению обводненности скважинной продукции. Для предотвращения этого разработана технология с использованием растворов бетаиновых вязкоупругих ПАВ. Суть технологии состоит в том, что первоначально в пласт закачивается раствор бетаиновых вязкоупругих ПАВ, а после того как полимер набрал вязкость, производится закачка адаптированного соляно-кислотного раствора. В пласте полимер свободно размещается в водонасыщенных зонах и блокирует их. Вместе с тем, полимер очень чувствителен к углеводородам и, попадая в нефтенасыщенные зоны, при взаимодействии с нефтью быстро разрушается, не оставляя остаточного загрязнения. Это позволяет отклонять адаптированный соляно-кислотный раствор от водонасыщенных зон и направлять на нефтенасыщенные участки, повышая эффективность кислотной обработки коллекторов [8; 28].

Продавка кислотных растворов в пласт на шельфовых нефтяных месторождениях осуществляется подготовленной морской водой.

На рассматриваемом Месторождении так же, как и на Приразломном, целесообразно бурение наклонных скважин с горизонтальными окончаниями, что даст возможность проведения не только простой, но и поинтервальной СКО [8]. Для проведения поинтервальных СКО горизонтальный ствол скважины разделяется с помощью заколонных пакеров на изолированные участки, что позволяет проводить как выборочные, так и многоступенчатые обработки ПЗП кислотным воздействием.

Доставка соляной кислоты и других химических реагентов на морские добывающие платформы осуществляется судами обеспечения. Подготовка соляно-кислотных растворов, подлежащих закачке в пласт, может осуществляться как на судах обеспечения, так и на добывающих платформах, как это делается, например, на платформе «Приразломная».

Все перечисленные выше факторы позволяют сделать вывод, что СКО призабойной зоны пласта будет являться основным методом интенсификации притока на Месторождении. Как и в случае с заводнением, СКО призабойной зоны пласта целесообразно проводить с первых этапов разработки Месторождения.

Проведенный в статье анализ возможного применения на Месторождении методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока позволяет сделать следующие выводы:

1. Основным критерием возможности применения методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока на шельфовых нефтяных месторождениях является их экономическая эффективность.

2. Основным методом увеличения нефтеотдачи на Месторождении будет являться заводнение.

3. Основным методом интенсификации притока на Месторождении будет являться соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта. Для повышения эффективности соляно-кислотных обработок целесообразно применение вязкоупругих отклоняющихся соляно-кислотных растворов.

4. Применение на Месторождении методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока целесообразно начинать с первых этапов разработки в целях обеспечения интенсивного наращивание объемов добычи нефти уже в первые годы освоения Месторождения для компенсации значительных затрат, понесенных на его обустройство.

5. Для решения вопроса о возможном использовании на Месторождении в качестве третичного метода увеличения нефтеотдачи водогазового вытеснения необходимо проведение дополнительных исследований на керне и полевых испытаний. Метод может быть реализован на поздних стадиях разработки Месторождения, когда оно будет заводнено. Для этого попутный газ необходимо отделить от добываемой нефти, закачать для сохранности в подходящий пласт и впоследствии извлечь. Однако нельзя исключать того, что данный метод окажется слишком дорогим и не впишется в бюджет разработки Месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти томах. – т.4. Кислотная обработка скважин / В.Н. Глущенко, М.А. Силян; под ред. проф. И.А. Мищенко – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
2. Мюллер Е.Б. Справочные данные по режиму ветра и волнения Баренцева, Охотского и Каспийского морей / Е.Б. Миллер [и др.]. – СПб.: «Российский морской регистр судоходства», 2003. – 214 с.
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
4. Терзиев Ф.С. Гидрометеорология и гидрохимия морей СССР. Том 1. Баренцево море / Ф.С. Терзиев [и др.]. – Л.: «Гидрометеиздат», 1991. – 279 с.
5. Алхимов Р.Г. Способ разработки морского нефтяного месторождения Печорского моря / Р.Г. Алхимов, А.М. Семёнов, Ю.Я. Чернов // Сборник научных трудов конференции «Освоение морских нефтегазовых месторождений: состояние, проблемы и перспективы». – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. – С. 94–102.
6. Березовский Д.А. Определение расчётных показателей процесса соляно-кислотной обработки в скважине №23 Южно-Шапкинского месторождения / Д.А. Березовский, Г.В. Кустов // Булатовские чтения. – Краснодар: Изд-во ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – т. 2. – №1. – С. 76–87.
7. Жуков А.П. Особенности геологического строения и углеводородная продуктивность Долгинского месторождения / А.П. Жуков [и др.] // Доклады XIV Координационного геологического совещания ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2009. – С. 48–74.

8. Колода А.В. Инновационные решения в технологиях интенсификации притока на нефтяном месторождении арктического шельфа / А.В. Колода, С.Ю. Борхович // Нефть. Газ. Новации. – Самара: Изд-во ООО «Портал инноваций», 2013. – №9. – С. 36–39.
9. Королев М.И. ASP-заводнение – альтернатива традиционным физико-химическим методам повышения нефтеотдачи пластов / М.И. Королев // Проблемы разработки углеводородных и рудных полезных ископаемых, 2015. – №1. – С. 118–121.
10. Литвиненко В.И. Проблемы заводнения нефтяных месторождений шельфа арктически морей / В.И. Литвиненко // Записки горного института, 2008. – №176. – С. 56–60.
11. Мокрушин А.А. Применение самоотклоняющейся системы при проведении большеобъемных кислотных обработок на объектах ОАО «Самаранефтегаз» / А.А. Мокрушин, А.А. Шмидт // Сборник научных трудов СамараНИПИнефть. – Самара, 2012. – Выпуск №2. – С. 169–176.
12. Пестриков А.В. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель / А.В. Пестриков, М.Е. Политов // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал, 2013. – №4. – С. 529–562. – Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/view/samootklonyayushhiesya-kislotnye-sistemy-na-osnove-vyazkouprugix-pav-eksperiment-i-model>.
13. Подопригора Д.Г. Кислотный состав для освоения нефтяных скважин, вскрывших терригенные коллекторы с повышенной карбонатностью / Д.Г. Подопригора, Д.В. Мардашов // Международный научно-исследовательский журнал, 2016. – №4. – С. 104–110. DOI: 10.18454/IRJ.2016.46.013.
14. Сабукевич В.С. Перспективы освоения месторождения Долгинское / В.С. Сабукевич, О.Г. Быкова // Сборник научных трудов II Всероссийской научной конференции «Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса». – СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2018. – С. 1238–1244.
15. Трухина О.С. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / О.С. Трухина, И.А. Синцов // Успехи современного естествознания, 2016. – №3. – С. 205–209.
16. Тома А. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома [и др.] // Территория Нефтегаз, 2017. – №7–8. – С. 57–58.
17. Alvarado, V., Manrique, E. (2013). Engineering design challenges and opportunities beyond waterflooding in offshore reservoirs. Offshore Technology Conference, Houston, TX, OTC-24104. DOI: 10.4043/24105-MS.
18. Gbadosi, A.O., Kiwalabye, J., Junin, R. et al. (2018) A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea. J Petrol Explor Prod Technol 8, 1373–1387. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0451-6>.
19. Ge, L., Yang, Q., Fang, L., Zhao, C., Qin, W., Xu, Y., Li, T., Cheng, D., Tong, K. (2011). Reservoir Management Makes a Marginal Field Fruitful in Bohai. 10.4043/21362-MS. Paper presented at the Offshore Technology Conference, 2–5 May, Houston, Texas, USA. <https://doi.org/10.4043/21362-MS>.

20. Martinez Perez, E., Rojas-Figueroa, A. (2012) Mature Carbonate Heavy Oil Field Exploitation Strategies: The Cretaceous Ku Field, Mexico. Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 16–18 April, Mexico City, Mexico. <https://doi.org/10.2118/152689-MS>.
21. Moulds, T. P., Trussell, P., Erbas, D., David, C. J., Laws, E., Davies, C.J., Strachan, N.G.R. (2010). Post-Plateau Reservoir Management in the Magnus Field. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19–22 September, Florence, Italy. <https://doi.org/10.2118/134953-MS>.
22. Morel, D.C., Zaugg, E., Jouenne, S. Danquigny, J.A., Cordelier, P.R. (2015) Dalia/Camelia Polymer Injection in Deep Offshore Field Angola Learnings and In Situ Polymer Sampling Results. Paper presented at the SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, 11–13 August, Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.2118/174699-MS>.
23. Offshore Well Completion and Stimulation: Using Hydraulic Fracturing and Other Technologies: Proceedings of a Workshop. Linda Casola, Rapporteur. Epy National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. The National Academies Press, USA, Washington, DC, 2019. <https://doi.org/10.17226/25439>.
24. Podoprigora, D.G., Korobov, G.Y., Bondarenko, A.V. (2019) Acid stimulation technology for wells drilled the low-permeable high-temperature terrigenous reservoirs with high carbonate content / International Journal of Civil Engineering and Technology, 10(1), 2680–2696.
25. Palyanitsina, Aleksandra & Tananykhin, Dmitry & Riazi, Masoud. (2020). Strategy of water-flooding enhancement for low-permeable polymictic reservoirs. Journal of Applied Engineering Science. 1–11. DOI: 10.5937/jaes0-29693.
26. Prischepa, O.M., Nefedov, Y.V., Ibatullin, A.K. (2020) Raw material source of hydrocarbons of the Arctic zone of Russia / Periódico Tchê Química, 17(36), 506–526.
27. Sabukevich, V.S., Podoprigora, D.G., Shagiakhmetov, A.M. (2020) Rationale for selection of an oil field optimal development system in the eastern part of the Pechora sea and its calculation / Periódico Tchê Química, 17(34), 634–655.
28. Shaheen, T., Ghazi, H.B., Al Abdalla, F., Ali, M.I. First Matrix Stimulation of Producer Wells in Sudan Delivers Outstanding Results. Paper presented at the SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunis, Tunisia, June 2010. <https://doi.org/10.2118/133337-MS>.
29. Thomas, S., Duncan, J., Haajizadeh, M., Williams, J. (2008) Ula Field-Life After The Flood: Core & Log Experience From Behind A Maturing Wag Front. Paper presented at the 49th Annual Logging Symposium, 25–28 May, Austin, Texas.
30. Tran, N., Vũ, H., Takagi, S., Mitsuishi, H., Hatakeyama, A., Uchiyama, T., Ueda, Y., Nguyen, T., Phan, N.T., Ngoc, H.N., Huu, T.N., Dinh, Q. (2012). Design & Implementation of CO₂ Huff-n-Puff Operation in a Vietnam Offshore Field. Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, 11–14 November, Abu Dhabi, UAE. <https://doi.org/10.2118/161835-MS>.
31. Zhang, P., Green, S.R. (2009) Harding Central-Achieving 74 % Recovery. Paper presented at the SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, 8–11 September, Aberdeen, UK. <https://doi.org/10.2118/123923-MS>.

Podoprigora Dmitry Georgievich

Saint-Petersburg mining university, Saint-Petersburg, Russia

E-mail: Podoprigora_DG@pers.spmi.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9481-5451>

РИИЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=760782

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57189060081>

Sabukevich Violetta Sergeevna

Saint-Petersburg mining university, Saint-Petersburg, Russia

E-mail: violettasabukevich@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8673-3958>

РИИЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=928125

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57216337494>

Rationale for selection of a method of secondary recovery and oil recovery enhancement methods on the shelf oil field in the eastern part of the Pechora Sea

Abstract. A method of secondary recovery and oil recovery enhancement methods for an offshore oil field in the eastern part of the Pechora Sea were selected and justified in the article. The rationale for selection of the method of secondary recovery and the oil recovery enhancement methods was carried out analytically on the basis of geological and physical data on the field, the identified conditions for the use of the oil recovery enhancement methods in oil fields and analysis of literature sources about the oil recovery enhancement methods in offshore oil fields. The use of enhanced oil recovery in the field is necessary, since the oil from the field is difficult to recover. It was taken into account that the field is located in the Arctic shelf, in a region with severe weather and hard ice conditions. It was found that the method of secondary recovery in the process of the oil field development is waterflooding. However, in most cases, waterflooding does not allow to recover more than 30 % of oil from the reservoir. Residual oil in water-flooded oil reservoirs is hold stationary by capillary, surface-molecular and viscous forces. An assessment was made of the possibility of using in the field as enhanced oil recovery the flow of a miscible and immiscible gas and water-gas displacement using hydrocarbon gas and carbon dioxide as a displacing agent, polymer flooding, hydraulic fracturing and also treatment with an acid solution of the bottomhole formation zone. It was concluded that the main oil recovery enhancement method in the field is hydrochloric acid treatment of the bottomhole formation zone.

Keywords: Pechora Sea; oil field; methods of enhanced oil recovery; well stimulation techniques; hydrochloric acid treatment; bottom-hole formation zone