



2022 IV ISPC

IV Международная научно-практическая конференция «Повышение эффективности сопровождения нефтегазовых активов»



ЛУКОЙЛ

**СБОРНИК ДОКЛАДОВ
IV МЕЖДУНАРОДНОЙ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ
«ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ
СОПРОВОЖДЕНИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ АКТИВОВ»**

ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ»

**СБОРНИК ДОКЛАДОВ
IV МЕЖДУНАРОДНОЙ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ
«ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ
СОПРОВОЖДЕНИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ АКТИВОВ»**

Сыктывкар
Коми республиканская типография
2022 г.

УДК 622.276
ББК 33.36
С23

С23 СБОРНИК ДОКЛАДОВ IV МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ «ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОПРОВОЖДЕНИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ АКТИВОВ» / Ред. Мельникова Н.В. — Сыктывкар:
Коми республиканская типография, 2022. — 280 с.

ISBN 978-5-7934-1080-9

УДК 622.276
ББК 33.36

ISBN 978-5-7934-1080-9

© ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2022
© Оформление. ООО «Коми республиканская
типография», 2022





Секция 1

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
СТРАТЕГИИ КЛЮЧЕВЫХ
НАПРАВЛЕНИЙ

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИИ «ЦИФРОВОЙ АНАЛИЗ КЕРНА»

Динариев О. Ю., Евсеев Н. В., Хан В. К., Якимчук И. В., Денисенко А. С.,
Варфоломеев И. А., Самохвалов А. Ф., Сафонов И. В., Курносов Н. А.,
Аверкиев К. А., Лисицин Д. А.

Сведения об авторах

Динариев Олег Юрьевич,

кандидат физико-математических наук,
научный советник
ООО «Технологическая компания Шлюмберже».
E-mail: odinariev@slb.com

Евсеев Николай Вячеславович,

старший научный сотрудник,
ООО «Технологическая компания Шлюмберже».
E-mail: nevseev@slb.com

Хан Владимир Константинович,

руководитель научного отдела
ООО «Технологическая компания Шлюмберже».
E-mail: vkhan2@slb.com

Якимчук Иван Викторович,

кандидат физико-математических наук,
начальник исследовательского отдела
ООО «Технологическая компания Шлюмберже».
E-mail: iyakimchuk@slb.com

Денисенко Александр Сергеевич,

кандидат технических наук,
ведущий петрофизик-консультант
ООО «Технологическая компания Шлюмберже».
E-mail: adenisenko@slb.com

Варфоломеев Игорь Андреевич,

научный сотрудник
ООО «Технологическая компания Шлюмберже».
E-mail: ivarfolomeev@slb.com

Самохвалов Андрей Фёдорович,

менеджер по развитию бизнеса
ООО «Технологическая компания Шлюмберже».
E-mail: asamohvalov@slb.com

Сафонов Илья Владимирович,
кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник
ООО «Технологическая компания Шлюмберже».
E-mail: isafonov@slb.com

Курносков Николай Александрович,
инженер-разработчик
ООО «Технологическая компания Шлюмберже».
E-mail: nkurnosov@slb.com

Аверкиев Константин Александрович,
инженер-разработчик
ООО «Технологическая компания Шлюмберже».
E-mail: kaverkiev@slb.com

Лисицин Дмитрий Александрович,
инженер-разработчик
ООО «Технологическая компания Шлюмберже».
E-mail: dlisicin@slb.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЦИФРОВОЙ АНАЛИЗ КЕРНА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ, РАСЧЁТЫ НА ПОРОВОМ УРОВНЕ.

В настоящей статье дан обзор нового и быстро развивающегося комплекса цифровых технологий для исследования; описаны возможности и преимущества цифрового анализа керна как расширения и дополнения лабораторных исследований; приведены примеры расчётов для пластовых систем на поровом уровне.

В связи с тем, что различные коллективы вкладывают разное содержание в данное понятие, целесообразно уточнить, что конкретно под этим подразумевается.

Цифровой анализ керна (ЦАК) — комплекс экспериментальных и вычислительных средств исследования пород-коллекторов нефти и газа для определения физико-химических и гидродинамических характеристик на поровом уровне. ЦАК включает три составляющие, а именно:

- построение трёхмерной цифровой модели породы высокого разрешения и исследование её геометрических и минералогических свойств;
- создание цифровых моделей поведения пластовых флюидов на микроуровне, включая взаимодействие «флюид — флюид» и «флюид — порода»;
- расчёт гидродинамических и петрофизических свойств посредством численного моделирования на поровом уровне.

Первым этапом ЦАК является построение цифровой модели образца горной породы, которая должна с нужной детальностью отражать геометрию

и свойства изучаемой породы. В подавляющем большинстве работ для получения изображения используется метод рентгеновской микротомографии. Изучение систем с пространственным разрешением 10–50 нм осуществляют с помощью метода растровой электронной микроскопии с фокусированным ионным пучком (ФИП–РЭМ).

Результатом микротомографической съёмки и процедуры реконструкции являются трёхмерное распределение локальных коэффициентов ослабления рентгеновского излучения, которые зависят от массовой плотности и химического состава породы в точке. Для того чтобы такое изображение могло служить моделью для численных расчётов, необходимо провести процедуру его сегментации. В ходе сегментации всем элементам изображения (вокселям) присваивается определённый атрибут, объединяющий воксели в подклассы, соответствующие областям с близкими свойствами. Например, для расчёта абсолютной проницаемости пористой среды достаточно выделить две подгруппы — «поры» и «минеральная матрица» (рисунок 1).

Как уже было упомянуто выше, бинарная модель применима в случае достаточного пространственного разрешения, а также при отсутствии необходимости картирования дополнительных свойств образца, помимо геометрии. В таких случаях решается более общая задача классификации изображения. Простейшим примером является выделение областей (частично) неразрешённой пористости. В дополнение к значениям в вокселях изображения анализируются локальные текстурные особенности, что позволяет построить цифровую модель с тремя классами областей: области с разрешённой и неразрешённой пористостями, а также полностью непроницаемые зоны.

Второй составляющей ЦАК является формирование цифровых моделей пластовых флюидов для описания гидродинамических, физических и химических процессов на поровом уровне. В компании Шлюмберже для моделирования явлений в порах используется теория функционала плотности, когда энергия Гельмгольца или энтропия пластовой системы явным образом представляется в виде функционала, зависящего от трёхмерных полей химических компонентов поровых флюидов.

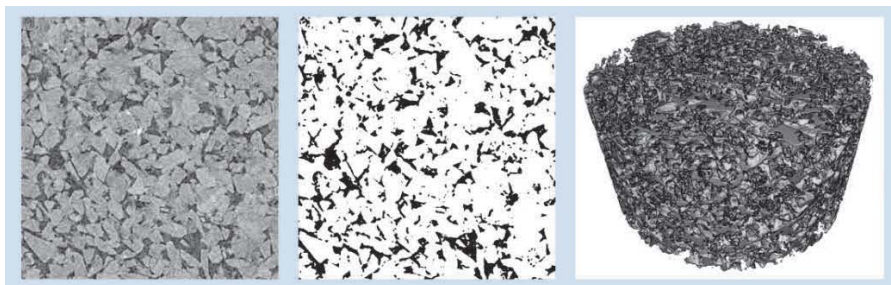


Рисунок 1 — Этапы построения цифровой модели ядра по данным рентгеновской томографии: (слева) область 2D слоя реконструированного 3D изображения; эта же область после бинаризации всего 3D изображения (по центру); построенная 3D модель образца ядра (справа)

После построения цифровых моделей породы и флюидов ЦАК предоставляет возможность расчёта гидродинамических и петрофизических характеристик посредством численного моделирования на поровом уровне. В компании Шлюмберге для решения этих задач используется программный комплекс DHD (Direct Hydro Dynamics).

DHD является композиционным многофазным гидродинамическим симулятором, основанным на методе функционала плотности в гидродинамике [1]. Создание DHD имеет длительную историю: начало положено ещё в 1995 году, когда были сформулированы основные теоретические положения описания процессов в порах, реализованные впоследствии в численных моделях. Более чем за 25 лет развития проделана большая работа по численным реализациям различных процессов в порах горных пород, сопровождавшаяся тщательным тестированием и валидацией проводимых расчётов [2]. Широкие возможности программного комплекса DHD детально отражены во множестве открытых публикаций (например [3]); отметим лишь, что возможности моделирования на поровом уровне соответствуют требованиям по детальности описания пластовых процессов при разработке месторождений жидких углеводородов, т. к. включают возможность учёта детального состава фаз (нефти, газа, воды), капиллярного давления, реологии, смачиваемости, фазовых переходов для газоконденсатов и летучей нефти.

ЦАК не является заменой лабораторных исследований керна, но позволяет существенно расширить и дополнить лабораторную информацию. Применение ЦАК для проектирования разработки месторождений жидких углеводородов целесообразно на всех этапах: от построения геолого-технологической модели до выбора и планирования обработок призабойных зон.

Рассмотрим несколько конкретных примеров применения ЦАК.

Пример 1. Создание остаточной водонасыщенности является первым шагом большинству более сложных сценариев моделирования. На *рисунке 2* показано распределение фаз воды и нефти, полученное при помощи численного моделирования дренажа на цифровой модели гидрофильного песчаника ($K_p = 22\%$, $K_{пр} = 100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). Размеры модели — $6 \times 3.6 \times 3.6 \text{ мм}$ при пространственном разрешении 2.4 мкм/вокс . Таким образом, модель содержит $2500 \times 1500 \times 1500$ ячеек. Полученная величина $K_{во}$ в данном случае — около 74% . В отличие от эксперимента, цифровая модель керна даёт не только интегральную величину насыщенности, но и позволяет непосредственно увидеть равновесное распределение фаз в порах. Подобные задачи моделирования в настоящее время занимают времени не более $1\text{--}2$ суток, а при меньших размерах моделей — и от нескольких часов.

Пример 2. Использование бинарных цифровых моделей керна типа «пора — порода» бывает недостаточным при моделировании объектов, содержащих пространственные элементы на различных масштабах, например, микропористость с одной стороны и каверны с другой. В этом случае необходимо прибегать к построению так называемых многомасштабных моделей, в которых крупные поры и каверны явно разрешены при томографи-

ровании, в то время как элементы, содержащие микропористость, изучаются отдельно при помощи высокоразрешающих средств томографии, таких как ФИП–РЭМ.

Моделирование на многомасштабной модели выполняется сквозным образом, при этом в разрешённой части пор решаются гидродинамические уравнения, а в неразрешённой части — уравнения типа фильтрации. Такой подход по своей сути является вариантом «апскейлинга» и решает важную задачу по переносу результатов моделирования с меньших масштабов на большие. На *рисунке 3* приведён пример моделирования вытеснения нефти водой на подобной многомасштабной модели образца известняка с присутствием крупных каверн ($K_p = 18\%$, $K_{pr} = 26 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Размеры модели — $5.7 \times 2.88 \times 2.88$ мм при пространственном разрешении 19.2 мкм/вокс ($300 \times 150 \times 150$ ячеек). Техническая сложность моделирования на многомасштабных моделях ненамного превышает сложность расчётов на обычных бинарных моделях, поэтому расчёт такого типа требует нескольких часов машин-

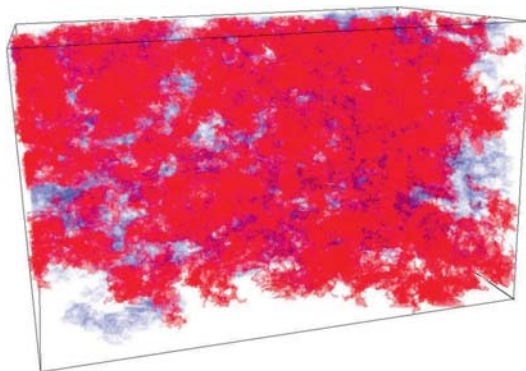


Рисунок 2 — Распределение воды и нефти при остаточной водонасыщенности на цифровой модели песчаника. Вода показана полупрозрачным голубым цветом, нефть — красным, скелет модели не показан

ного времени на высокопроизводительной системе.

Пример 3. Многие процессы, связанные со сложными флюидами и многофазными системами, в принципе трудны для исследования лабораторными методами, однако могут быть промоделированы численно. В качестве примера на *рисунке 4* показаны результаты моделирования вытеснения нефти при закачке газа в присутствии подвижной воды. Такая система является трёхфазной, при этом происходит частичное смешение нефти и газа в районе их контакта. Моделирование позволяет непосредственно увидеть, как распространяется газовый фронт, из каких пор и в каком порядке происходит вытеснение нефти, где начинается прорыв газа. Модель построена для гидрофильного песчаника ($K_p = 25\%$, $K_{pr} = 250 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Размеры модели — $1.6 \times 1.6 \times 1.6$ мм при пространственном разрешении около 2.6 мкм/вокс (600^3 ячеек). Расчёты такого типа несколько сложнее, чем представлен-

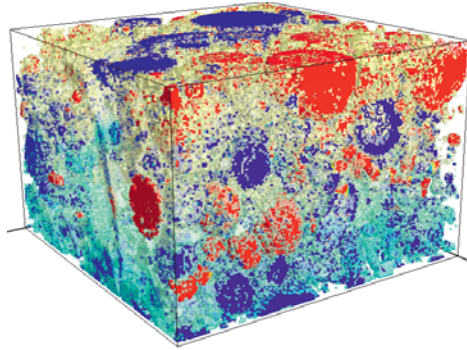


Рисунок 3 — Распределение воды и нефти в процессе моделирования вытеснения нефти водой на многомасштабной модели. Вода показана синим цветом, нефть — красным. Промежуточные цвета наблюдаются в ячейках «матрицы» и соответствуют различным значениям насыщенности фаз

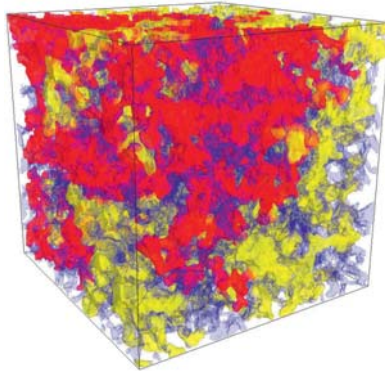


Рисунок 4 — Распределение воды, нефти и газа в порах цифровой модели ядра при моделировании вытеснения нефти закачкой газа. Вода показана полупрозрачным синим цветом, нефть — красным, газ — жёлтым, скелет породы не показан. Промежуточные цвета наблюдаются в зонах частичного смешения фаз

ные в примерах 1 и 2, а также требуют большего количества исходной информации о свойствах флюидов. Длительность расчётов такого типа обычно составляет несколько суток машинного времени.

Современное развитие и внедрение технологии ЦАК стало возможным благодаря развитию вычислительной техники. Действительно, работа с данными ЦАК сопряжена с хранением и передачей крупных массивов данных. Для проведения численного моделирования физико-химических процессов требуются высокопроизводительные вычислительные ресурсы на базе графических процессоров. Кроме того, используемые высокопроизводительные ресурсы должны быть легко масштабируемы под требуемый объём работ, чтобы обеспечить наиболее гибкое и эффективное планирование и загрузку необходимых ресурсов. Поэтому оптимальное полномасштабное внедрение технологии ЦАК возможно на базе облачной инфраструктуры и технологий.

Дальнейшее развитие и масштабирование технологии ЦАК хорошо согласуются с направлением движения индустрии в целом. Облачные технологии являются ключевыми для реализации стратегии по цифровой трансформации отрасли. Важнейшим и фундаментальным элементом трансформации является единая открытая облачная платформа данных OSDU (Open Subsurface Data Universe). Примером такой облачной платформы, функционирующей над платформой данных OSDU, является когнитивная облачная среда DELFI компании Шлюмберже.

Развитие и масштабное внедрение технологии ЦАК должно реализовываться в соответствии со стратегическими отраслевыми инициативами. Необходимо стандартизировать модели данных ЦАК как часть платформы данных OSDU и создавать OSDU совместимые цифровые решения ЦАК, которые смогут дополнять друг друга и могут быть интегрированы в другие технологические процессы разработки месторождения. Такая работа активно ведётся компанией Шлюмберже, и мы уверены, что масштабное внедрение этой технологии позволит качественно улучшить процесс проектирования разработки и будет способствовать более активному и плодотворному отраслевому сотрудничеству и развитию технологии ЦАК.

Список используемых источников

1. Демьянов, А. Ю., Динариев, О. Ю., Евсеев, Н. В. Основы метода функционала плотности в гидродинамике. — М. : Физматлит, 2009. — 312 с.
2. Armstrong R. T., Berg S., Dinariev O., Evseev N., Klemin D., Koroteev D., Safonov S. (2016) Modeling of Pore-Scale Two-Phase Phenomena Using Density Functional Hydrodynamics. *Transport in Porous Media*, vol. 112, no 3, pp. 577–607.
3. Динариев, О. Ю., Абашкин, В. В., Евсеев, Н. В., Стукан, М. Р., Хан, В. К., Якимчук, И. В. Цифровой анализ керна в задачах проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений, «Neftegaz.RU». — № 5. — май, 2021.

ВЫБОР СТРАТЕГИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ И СПОСОБА ЗАКАНЧИВАНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА РАЗРЕЗА

Евдокимов И. В., Шрубковский И. И.

Сведения об авторах

Евдокимов Иван Владиславович,

кандидат геолого-минералогических наук,
руководитель программы проектов по Западной Сибири
департамента интегрированных проектов
ООО «ПетроТрейс».

E-mail: Ivan.Evdokimov@ptgeos.com

Шрубковский Иван Игоревич,

ведущий инженер-разработчик,
руководитель группы
департамента интегрированных проектов
ООО «ПетроТрейс».

E-mail: Ivan.Shrubkovsky@ptgeos.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, СТРАТЕГИЯ ПРОВОДКИ, СПОСОБ ЗАКАНЧИВАНИЯ, ТИП РАЗРЕЗА

Введение

За последние десятилетия в повседневный обиход успешно вошли технологии горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных участках скважин. Повсеместно применяется круглосуточное сопровождение бурения с целью повышения эффективности проводки по нефтенасыщенным коллекторам и минимизации рисков при МГРП. Тем не менее, геологические особенности строения разреза требуют внимания и принятия индивидуальных решений для каждого продуктивного объекта.

Накопленный опыт по бурению и эксплуатации горизонтальных скважин предоставил возможность сформировать стратегию проводки и способ заканчивания в зависимости от типа разреза. Это позволило дать ранее разрабатываемым объектам «вторую жизнь» в части их разбуривания и довыработки запасов.

Описание технологии

Для месторождений на поздней стадии разработки характерно наличие остаточных запасов как под базовым фондом, так и находящихся в краевых частях.

Ранее принятые подходы по выбору стратегии проводки, целевого интервала, способу заканчивания и тоннажу проппанта привели к повышенной обводнённости, падению запускного дебита нефти и, как следствие, снижению рентабельности горизонтальных скважин и отказу от нового эксплуатационного бурения.

Ретроспективный анализ неуспешных скважин позволил выработать и применить стратегию проводки и способ заканчивания для каждого продуктивного объекта.

Пласт АВ1(3). На ранних этапах реализации горизонтальных скважин (ГС) и забуривания боковых горизонтальных стволов (ЗБГС) на пласт АВ1(3) горизонтальную секцию закладывали минимум в 10–12 м над водонефтяным контактом (ВНК), опасаясь приобщения трещинами ГРП водонасыщенных прослоев более проницаемого пласта АВ2. На пониженных а. о. закладывали двуствольные ГС без МГРП, которые имели высокие пусковые показатели, но быстрые темпы падения дебита жидкости и нефти.

В процессе анализа геологического строения и построения геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) выработана стратегия проводки по высокоомному «суперколлектору» и применение комбинированного хвостовика, предусматривающего размещение фильтра в интервалы с повышенными удельным электрическим сопротивлением (УЭС) и фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС) и муфт ГРП в интервалы заглинизированного коллектора. При этом тоннаж подбирается индивидуально для каждой стадии ГРП с учётом понимания необходимости стимуляции целевого пласта и развития или отсутствия снизу водонасыщенных коллекторов руслового генезиса в пласте АВ2. Принимая во внимание то, что целевой пласт имеет незначительные толщины, а также риски по приобщению воды снизу, тоннаж на одну стадию варьируется от 5 до 10 т проппанта, так называемый скин-фрак. Применение такой стратегии бурения и заканчивания позволило повысить запускные показатели по жидкости и нефти, снизить темпы падения дебитов.

Пример № 1. Стратегия бурения горизонтальной скважины № 2297 предусматривала проводку в подошвенной части пласта АВ1(3) из-за нали-

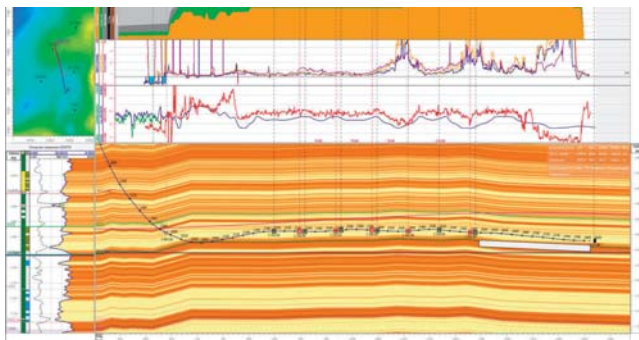


Рисунок 1 — Проводка горизонтальной скважины № 2297 на пласт АВ1(3) с комбинированным хвостовиком (муфты МГРП + фильтр)

чия высокоомного коллектора. По результатам бурения первая половина горизонтального участка характеризуется пониженным УЭС с более высокой степенью глинизации, в связи с чем было принято решение о применении комбинированного хвостовика с размещением пяти муфт ГРП для вовлечения в разработку первой половины ствола и фильтра (гл. 2600–2819 м) в ТЗ на более низких а. о. При выборе дизайна ГРП (*рисунок 1*) особое внимание было уделено высотам трещин МГРП, так как расстояние до водонасыщенных интервалов АВ2 составило менее 8 м. Проведение МГРП на ГС № 2297 с применением массы проппанта 5–7 т позволило достичь показателей $Q_{ж} = 151 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_n = 91 \text{ т}/\text{сут}$, обв. = 30 % при $P_{заб} = 68 \text{ атм}$.

Пласт БВ8. С началом освоения технологии строительства ГС и ЗБГС на пласт БВ8 целевой интервал выбирали в толще монолитного пласта. Учитывая предыдущую историю разработки ННС и выработку запасов, зачастую по ГС получали высокообводнённую продукцию. В результате анализа геологического строения и построения ГГДМ были выявлены участки развития прикровельного коллектора с пониженными ФЕС (БВ8(1), зачастую отделённого от монолитного пласта глинистой перемычкой и содержащего невыработанные запасы. В эти прикровельные прослои и начали размещать горизонтальные скважины и получать низкообводнённую продукцию. При этом эксплуатация скважины выполняется с ограничением по дебиту жидкости 80–100 $\text{м}^3/\text{сут}$ с целью снижения рисков преждевременного обводнения скважины в результате конусообразования на участках отсутствия глинистой перемычки.

В подошве пласта БВ8 развиты прослои (1–3 прослоя) с ухудшенными ФЕС (БВ8(3), которые остались невыработанными из-за разницы в ФЕС с монолитным пластом. Стратегия проводки предусматривает бурение транспортной секции скважины до подошвенных глин пласта БВ8 с целью надёжной изоляции и отсечения притока из верхней выработанной части монолитного пласта с дальнейшим набором зенитного угла и возвратом в коллекторы пласта БВ8(3). Запись ГИС в открытом стволе транспортной секции (мини-пилот) позволяет уточнить развитие коллекторов пласта БВ8(3), их ФЕС и текущее насыщение. Проводка по предусмотренной стратегии позволила снизить риск получения высокообводнённой продукции из-за перетоков из выработанного монолитного пласта, оценить текущее насыщение прослоев мини-пилота и получить низкообводнённую продукцию из пласта БВ8(3).

Пример № 2.1. В районе бурения горизонтальной скважины № 123, помимо добывающих, расположены нагнетательные скважины с перфорацией от кровли до подошвы пласта, вследствие работы базового фонда интервалы с более высокими ФЕС пласта БВ8(2) имеют высокую степень выработки, пласт БВ8(1) в кровельной части заглинизирован, при этом глинистая перемычка в кровельной части отсутствует. Стратегия бурения ГС № 123 предусматривает проводку горизонтального участка скважины в кровле пласта БВ8(1) с отсечением интервалов с пониженным УЭС (*рисунок 2*). Фактические показатели с ограничением по дебиту жидкости с це-

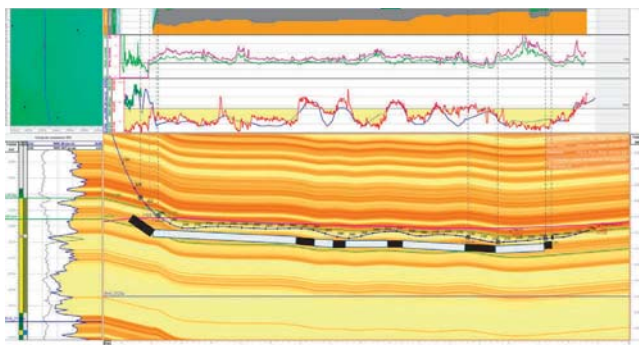


Рисунок 2 — Проводка горизонтальной скважины № 123 на пласт БВ8(1) с комбинированным хвостовиком (фильтр + глухая труба)

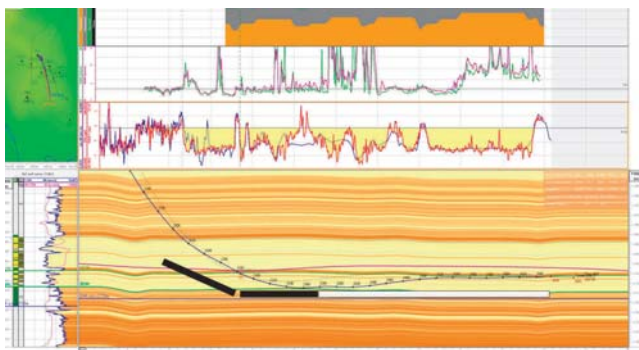


Рисунок 3 — Проводка горизонтальной скважины № 68П на пласт БВ8(1) с комбинированным хвостовиком (фильтр + глухая труба)

лью минимизации риска конусообразования и, как следствие, преждевременного обводнения составили: $Q_{ж} = 110 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{н} = 88 \text{ т/сут}$, обв. = 5 %, при $P_{заб} = 122 \text{ атм}$.

Пример № 2.2. БГС 68П реализован на БВ8(3) с применением U-образного профиля и отсечением интервала до подошвы ЦИ с целью минимизации рисков заколонных перетоков с пласта БВ8(1–2) (рисунок 3). Фактические показатели составили: $Q_{ж} = 30 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{н} = 20 \text{ т/сут}$, обв. = 22 %, при $P_{заб} = 110 \text{ атм}$.

Пласт БВ17-21. Строительство ГС и ЗБГС на пласт БВ17-21 клиноформенного строения осуществлялось в прикровельные нефтенасыщенные коллектора пласта БВ20. Учитывая низкие ФЕС и высокую расчленённость целевого пласта, способ заканчивания предусматривал компоновку с муфтами ГРП, при этом тоннаж на стадию достигал 50–60 т проппанта.

В результате анализа геологического строения и построения ГГДМ выполнена типизация разрезов скважин. Выделены три основных типа разреза:

1-й тип разреза. В разрезе развиты мощные водонасыщенные линзы сверху и снизу целевых нефтенасыщенных прослоев пласта. Проводка предусматривает бурение по верхней, наиболее выдержанной нефтенасыщенной

пачке коллекторов с реализацией малотоннажных стадий ГРП с контролем роста трещин вверх и вниз.

2-й тип разреза. В разрезе развиты мощные водонасыщенные линзы сверху целевых нефтенасыщенных прослоев пласта. Проводка предусматривает бурение по нижней нефтенасыщенной пачке коллекторов с реализацией малотоннажных стадий ГРП с контролем роста трещин вверх.

3-й тип разреза. В разрезе отсутствуют водонасыщенные линзы сверху и снизу целевых нефтенасыщенных прослоев пласта. Проводка предусматривает бурение по наиболее выдержанной и проницаемой нефтенасыщенной пачке коллекторов с реализацией более агрессивного МГРП.

Типизация разрезов, выбор стратегии проводки и МГРП позволили выйти на бурение районов, которые ранее считались высокорисковыми из-за ожидаемой высокой обводнённости и пониженных дебитов нефти. Реализация ГС и ЗБГС с низкой и пониженной обводнённостью показала эффективность применяемой стратегии.

Пример № 3.1. В районе бурения горизонтальной скважины № 1822 по разрезу выделены водонасыщенные пласты БВ18 и БВ21. Целевым при проводке ГС № 1822 выбран кровельный интервал для минимизации риска приобщения трещинами МГРП водонасыщенного пласта БВ21 (рисунк 4). После проведения 10-стадийного МГРП с применением массы пропанта 8–15 т на стадию фактические показатели составили: $Q_{ж} = 207 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{н} = 69 \text{ т}/\text{сут}$, обв. = 66 %, при $P_{заб} = 99 \text{ атм}$.

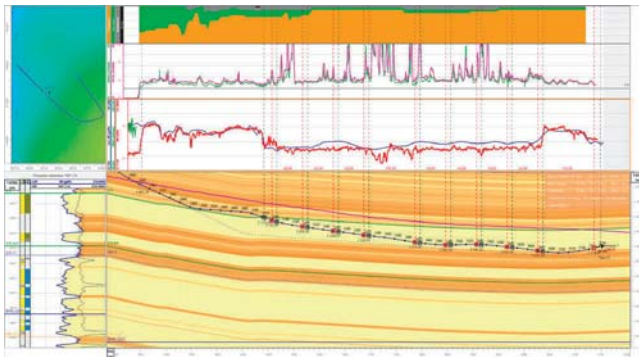


Рисунок 4 — Проводка горизонтальной скважины № 1822 на пласт БВ20 с хвостовиком (МГРП)

Пример № 3.2. Горизонтальная скважина № 1896 проведена по нижней части пласта БВ20 для минимизации риска приобщения водонасыщенного пласта БВ19 при проведении МГРП ввиду малой мощности глинистой перемычки (рисунк 5). Реализация дизайна МГРП на 8 стадий при 6–10 т пропанта позволила минимизировать прорыв трещин МГРП в водонасыщенный БВ19, фактические показатели составили: $Q_{ж} = 175 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{н} = 38 \text{ т}/\text{сут}$, обв. = 74 %, при $P_{заб} = 121 \text{ атм}$.

Пример № 3.3. По результатам фактической проводки горизонтальной скважины № 3011 (рисунк 6) реализован 10-стадийный МГРП с массой проп-

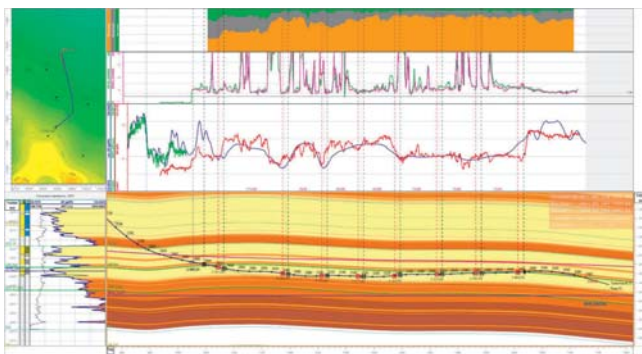


Рисунок 5 — Проводка горизонтальной скважины № 1896 на пласт БВ20 с хвостовиком (МГРП)

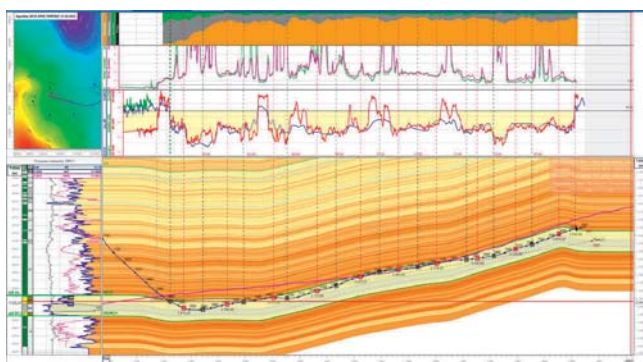


Рисунок 6 — Проводка горизонтальной скважины № 3011 на пласт БВ20 с хвостовиком (МГРП)

панта 15–25 т на стадию ввиду отсутствия выше- и нижележащих водонасыщенных интервалов. Фактические показатели составили: $Q_{ж} = 93 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{н} = 48 \text{ т/сут}$, обв. = 39 %, при $P_{заб} = 124 \text{ атм}$.

Вывод

Детальный анализ особенностей геологического строения, выбор стратегии бурения и заканчивания в зависимости от типа разреза позволил сформировать и реализовать обширную программу эксплуатационного бурения и ЗБГС с добычей в пределах 1 млн т в год на протяжении восьми лет, с пятилетним горизонтом планирования.

Список используемых источников

1. Бердин, Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. — М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. — 199 с.: ил.ц

КОМПЛЕКСНЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ИЗУЧЕНИЮ НЕТРАДИЦИОННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА КЕРНОВОМ МАТЕРИАЛЕ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Ерошенко А. А.

Сведения об авторе

Ерошенко Анна Алексеевна,

начальник Центра обработки, исследования
и хранения керна БелНИПИнефть

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

E-mail: a.eroshenko@beloil.by

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: КЕРНОВЫЙ МАТЕРИАЛ, ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, НЕТРАДИЦИОННЫЙ КОЛЛЕКТОР, НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ, ЛИТОТИП, ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ.

Нетрадиционные породы-коллекторы Речицкого месторождения являются наиболее полно охарактеризованными и всесторонне изученными в Республике Беларусь. Выполнен полный комплекс лабораторных исследований на керновом материале отложений I–III пачек, отобранном из 20 скважин, пробуренных в пределах Речицкого месторождения (всего около 580 пог. м).

Методика проведения исследований

Была разработана и опробована единая схема отбора образцов, включающая несколько взаимосвязанных блоков: литологический, петрофизический, геохимический и геомеханический (*рисунок 1*).

Принципиально важным являлся отбор каждого образца на все виды исследований в одной и той же точке глубины [1]. Данное условие было выполнено посредством разделения отобранного образца на отдельные части в соответствии с приведённой схемой (*рисунок 1*).

Минимальное количество образцов — не менее двух на метр, максимальное — не ограничено (в среднем — три–пять образцов на метр).

Краткая характеристика объекта согласно результатам лабораторных исследований

По результатам лабораторных исследований были выделены основные типы низкопроницаемых карбонатных пород, определён их нефтегенерационный потенциал, перспективы нефтегазоносности.

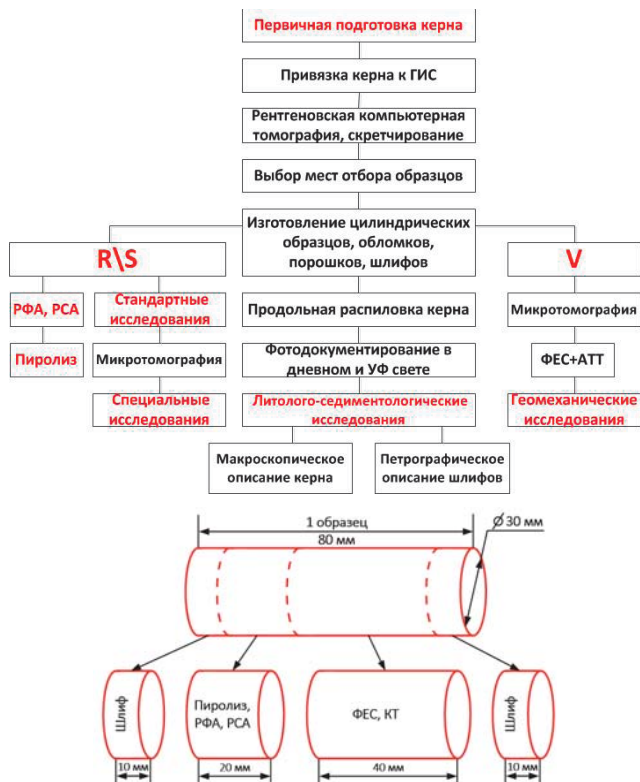


Рисунок 1 — Схема изучения пород I–III пачки Речицкого месторождения.

Схема распределения образцов на стандартные и специальные лабораторные исследования

Всего удалось выделить четыре литологических типа пород (три основных и один второстепенный — смешанный).

Литотип 1 (57 %). Доломит известковисто-кремнистый слабоглинистый, слоистый (доломит — 59 %, кварц — 24 %, кальцит — 8 %, глины — 5 %). Характеризуется максимальным распространением динамического порового пространства, которое заполнено подвижной нефтью ($S_0 + S_1$ — 5.8 мг УВ/г породы). Этот тип породы можно отнести к нетрадиционному коллектору с затруднённым нефтеизвлечением из-за значительной дифференциации пород по минералогическому составу, высокому содержанию биогенного кремнезёма, значительному содержанию слабоподвижных и неподвижных УВ и битумоидов, сорбированных УВ и керогена (S_2 — 8.2 мг УВ/г породы).

Литотип 2 (22%). Силицит известковистый, слабоглинистый, тонкослоистый (кварц — 52 %, кальцит — 21 %, глины — 13 %, доломит — 5 %). Породы литотипа являются нефтематеринскими, характеризуются высоким содержанием S_2 (17.7 мг УВ/г породы) — керогена с сорбированными тяжёлыми слабоподвижными и неподвижными УВ, сгенерированными *insitu*.

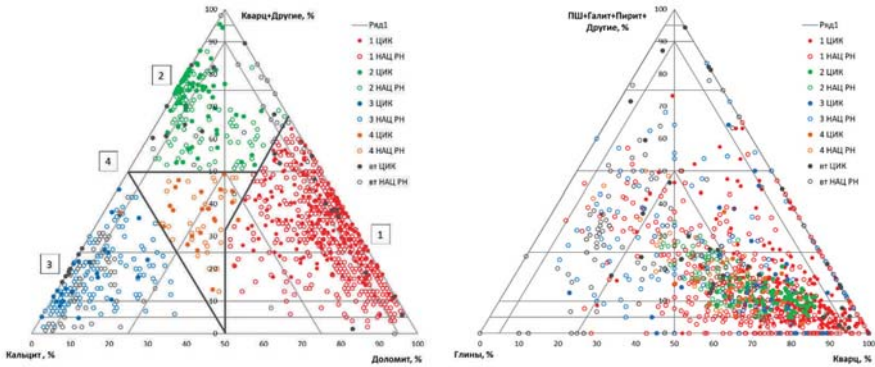


Рисунок 2 — Распределение по литотипам минерального состава на трёхкомпонентной диаграмме

Данный литотип является слабоперспективным коллектором из-за крайне низких ФЕС и высокой концентрации смолисто-асфальтеновых веществ. Однако породы данного литотипа характеризуются довольно высоким показателем сорбированных $S_0 + S_1$ (6.1 мг УВ/г породы), что свидетельствует о возможности дополнительного извлечения подвижных углеводородов, сгенерированных *insitu*, но ещё не эмигрировавших в выше- и нижележащие толщи.

Литотип 3 (7 %). Известняк светло-серый, линзовидно-слоистый (кальцит — 76 %, кварц — 12 %, доломит — 5 %, глины — 4 %). Породы сложены плотным микрозернистым кальцитом с редкими биогенными остатками. Данный тип пород практически не содержит пор, характеризуется низким содержанием как свободных УВ, так и слабоподвижных УВ и керогена. Литотип 3 не представляет интереса как потенциальный коллектор.

Представлен смешанной породой (доломит — 25 %, кальцит — 38 %, кварц — 23 %, глины — 9 %). Имеет подчинённое значение в разрезе, являясь переходным между литотипами 1 и 3, характеризуется низкими значениями подвижных УВ ($S_0 + S_1$ — 1.5 мг УВ/г породы), а также относительно невысокими показателями S_2 (6.4 мг УВ/г породы). Данный литотип представляет низкий интерес как потенциальный нетрадиционный коллектор.

Отличительной особенностью нефтеперспективных отложений I–III пачек (литотипы 1–2) является неоднородность минерального состава. Основной зоной интересов является кремнистый доломитовый коллектор, который, с одной стороны, нельзя приравнивать к нетрадиционной нефтематеринской породе, с другой стороны, нет оснований относить его к естественному коллектору из-за довольно высокого содержания кремнезёма и тяжёлых УВ. Такие предпосылки приводят к необходимости изучать отложения I–III пачек как объект, комбинирующий свойства низкопроницаемого резервуара и нетрадиционной нефтематеринской толщи. Данный фактор необходимо учитывать как при проведении лабораторных экспериментов, так и при подсчёте запасов.

Обсуждение результатов

При проведении комплекса петрофизических исследований удалось установить, что стандартные петрофизические исследования, проводимые согласно ГОСТ 26450.0-85, ГОСТ 26450.1-85 (определение пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности), не всегда являются эффективными для нетрадиционного коллектора. Нетрадиционные породы-коллекторы I–III пачек характеризуются повышенной хрупкостью за счёт высокого содержания кварца. Также породы данного типа характеризуются повышенным содержанием органического вещества, представленного керогеном (ОВ, не растворимое в органических растворителях), тяжёлыми и лёгкими битумоидами. При этом ОВ находится как в поровом пространстве, так и является частью матрицы. Петрофизические измерения проводились после экстракции и высушивания породы, что зачастую приводило к разрушению структуры образца, образованию механических трещин, получению завышенных значений открытой пористости и абсолютной проницаемости.

Структура порового пространства и ФЕС пород, в особенности нетрадиционных, изучается не только стандартными лабораторными методами, но и с помощью высокоразрешающего метода — рентгеновской макро- и микротомографии. Применение такого комплекса методов позволяет проводить изучение внутренней структуры породы при минимальном механическом и химическом воздействии на образцы ядра. При этом оцениваются параметры порового пространства, а также их роль в формировании фильтрационно-ёмкостных свойств. Был выполнен цикл микротомографических исследований на микрообразцах ядра с получением корректных результатов и хорошей сходимостью с натурными (стандартными лабораторными исследованиями ФЕС) экспериментами, при этом не разрушая хрупкую матрицу пород и не меняя их свойства.

По результатам микротомографических исследований общая пористость литотипа 1 составляет в среднем 12–15 %, при этом закрытая пористость —



Рисунок 3 — Изображение разрушенного ядра I–III пачек скважины № 414 Речицкого месторождения после проведения этапов пробоподготовки (экстракции)

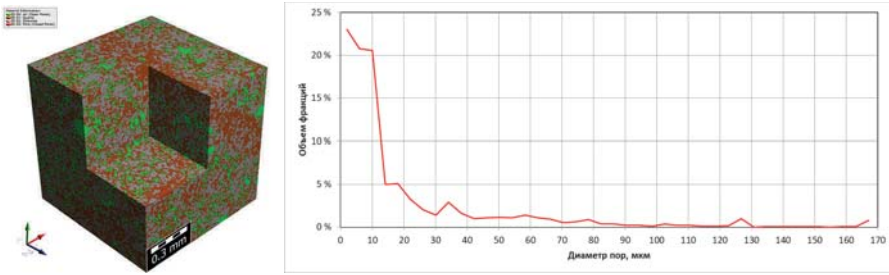


Рисунок 4 — 3D модель образца литотипа 1 и диаграмма распределения пор по размерам

всего около 0,5 %. Расхождения с открытой пористостью, полученной лабораторными методами, составляют 1–2 %.

На рисунке 4 изображена сегментированная 3D модель образца литотипа 1, матрица которой сложена доломитом (серый цвет) и биогенным кварцем (коричневый цвет), поровое пространство представлено открытыми и закрытыми порами (зелёный и красный цвет). Ребро куба модели составляет 0,8 мм. Матричная часть породы тонкокристаллическая, сложена кристаллами и зёрнами доломита и кварца менее 0,05 мм, поэтому и размер пор довольно малый. Около 90 % пор имеют размер менее 50 мкм (0,05 мм), 65 % пор — менее 10 мкм (0,01 мм), 23 % пор — менее 2 мкм (0,002 мм).

Подведение итогов. Развитие экспериментальных работ в направлении исследования нетрадиционных пород-коллекторов

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что необходимо продолжать исследования нетрадиционных пород-коллекторов Припятской НГО, используя как традиционные, так и инновационные методы с учётом специфики отложений этого региона.

Для выбора специальной технологии разработки данного объекта необходимо сформировать комплекс лабораторных исследований в направлении моделирования процессов (изучение условий вытеснения различных фаз углеводородов в термобарических условиях), происходящих в пласте, и комплексный аналитический подход к исследованию свойств резервуара и содержащегося в нём флюида (создание флюидодинамической модели) [2]. В отложениях I–III пачек содержится как подвижная нефть, так и сорбированные УВ, тяжёлые слабоподвижные УВ, кероген, для вовлечения которых в процесс разработки необходимо создать специальные технологии.

Для этого нужно оценить количество подвижных углеводородов, находящихся в поровом пространстве объекта исследования; количество сорбированных (физически связанных) углеводородных молекул и гетероатомных соединений (УВС); количество углеводородного флюида, которое можно получить, проведя деструкцию керогена [3]. То есть следует провести полную

оценку ресурсного потенциала отложений I–III пачек в целом, дифференцировать его по трём предложенным типам, а после ранжировать каждый тип по площади распространения.

Список используемых источников

1. Макфи, К., Рид, Дж., Зубизаретта, И. Лабораторные исследования кернa: гид по лучшим практикам. — М. : Институт компьютерных исследований, 2018. — 924 с.

2. Билибин С. И., Калмыков Г. А. [и др.]. К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти / С. И. Билибин, Г. А. Калмыков, Н. С. Балушкина, А. Г. Былевский, Е. А. Юканова, С. И. Бачин, Л. Н. Валова // Недропользование, XXI век. — 2015. — № 1 (51). — С. 34–45.

3. Калмыков, Г. А, Балушкина, Н. С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и её использование для оценки ресурсного потенциала. — М. : ГЕОС, 2017. — 247 с.

4. Заграновская, Д. Е. [и др.]. Строение протяжённых резервуаров отложений доманиковой формации и методы их петрофизической интерпретации / Д. Е. Заграновская [и др.] // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4: Геология. — 2015. — № 5. — С. 120–132.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ТРУДОВЫХ РЕСУРСАХ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЧИСЛЕННОСТИ

Зяппарова Р. Р.

Сведения об авторе

Зяппарова Регина Рафиковна,
главный специалист отдела
нормирования трудовых затрат
в добыче нефти по сервисным предприятиям и ДЗО
Центра нормативно-исследовательских работ
Центра обслуживания бизнеса
ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина.
E-mail: Zyapparova_regina@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: НОРМИРОВАНИЕ ТРУДА, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЧИСЛЕННОСТИ, МОДЕЛИРОВАНИЕ ЧИСЛЕННОСТИ ПЕРСОНАЛА, ЭФФЕКТИВНОСТЬ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ, HR-АНАЛИТИКА, VI-СИСТЕМА, ЦЕЛЕВАЯ МОДЕЛЬ, НОРМООБРАЗУЮЩИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.

Центр нормативно-исследовательских работ Центра обслуживания бизнеса ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина вносит существенный вклад в повышение эффективности и производительности труда российских компаний. Центр помогает решать любые задачи в области организации и стимулирования труда, нормирования ресурсов, разработки корпоративных стандартов и проектов, повышения эффективности деятельности подразделений, совершенствования организационной структуры, внедрения элементов бережливого производства, выстраивания бизнес-процессов.

Сфера деятельности Центра не ограничена только реинжинирингом процессов нефтедобычи, бурения, подземного и капитального ремонта скважин. Работы проводятся практически по всем бизнес-направлениям деятельности Компании, таким как переработка нефти и нефтехимическое производство, нефтесервис, машиностроение, транспорт, рознично-сбытовая сеть, шинный бизнес, общепит и т. д. Успешный опыт работ транслируется и для внешних заказчиков-партнёров Компании, в том числе компаниям ближнего зарубежья.

Существенное внимание Компания уделяет инновационным проектам. В настоящее время Центр нормативно-исследовательских работ является источником новых идей и площадкой для реализации инновационных проектов, которые вносят существенный вклад в её развитие. Одной из таких инициатив стал проект «Прогнозирование потребности в трудовых ресурсах на основе моделирования численности».

В современных условиях рыночной экономики в нашей стране прогнозирование потребности предприятия в персонале — это довольно кропотливый и трудоёмкий процесс, так как он затрагивает множество постоянно изменяющихся факторов, таких как мотивация, квалификация персонала, уровень образования, опыт и прочие [1].

Ни для кого не секрет, что в настоящее время HR-сервис (*Human Resources*, «человеческие ресурсы») — это партнёр бизнеса, то есть сущность и результат бизнеса определяют люди. Основной задачей HR-менеджмента является глубокая аналитика персонала и процессов, связанных с ним.

Персонал — один из важнейших ресурсов компании, от которого во многом зависит успех её деятельности и достижение целей. Каждый эффективный руководитель задумывается, какое количество персонала требуется для организации продуктивной работы бизнес-процессов на разных этапах развития компании. Вопросы прогнозирования потребности в численности персонала важны со стратегической и тактической позиций, а также как задача обеспечения количественного и качественного состава персонала. Как правило, процесс моделирования трудовых ресурсов на предприятиях происходит преимущественно с учётом сложившегося факта, наработок проектных институтов. При расчёте количества и состава трудовых ресурсов не учитываются следующие факторы:

- стратегия развития компании (не учитываются планируемые изменения в бизнесе);
- мероприятия, направленные на повышение производительности труда (нормативы численности оперативно не актуализируются с учётом автоматизации процессов и снижения их трудоёмкости, реализуемые проекты и их продукты не находят отражения в нормативах трудозатрат);
- при планировании персонала не моделируются компетенции с учётом потребностей бизнеса, текущих и планируемых функций, внедрения новой техники и технологий, автоматизации производства;
- не учитываются потенциальные потребность и избыток персонала;
- не выстроена система перераспределения ресурсов между активами с учётом производственной нагрузки;
- не осуществляется прогноз перемещений.

Перечисленные вопросы могут быть решены путём внедрения в организации информационного продукта, позволяющего моделировать трудовые ресурсы, прогнозировать их качественный и количественный состав.

Моделирование численности персонала — это инструмент, который позволяет проводить оценку текущей структуры персонала, формировать прогнозы изменения его численности, строить модели численности в зависимости от изменения производственных показателей и других факторов.

Моделирование может использоваться для решения широкого спектра стратегических и операционных задач в компании [2], а именно:

- анализ текущей численности персонала — консолидация всей информации в единую базу данных и проведение анализа текущей численности

с точки зрения структуры компании, функций, должностных позиций, возрастных групп и других данных;

— повышение эффективности и оптимизация численности — определение и приоритизация направлений деятельности по оптимизации численности за счёт повышения производительности, изменения структуры персонала и др.;

— прогноз спроса на персонал — прогноз целевой численности персонала на основании производственных программ и стратегических показателей компании;

— прогноз предложений персонала — определение внутренних и внешних источников удовлетворения спроса на персонал по специальностям и функциям;

— прогноз потребностей в найме и развитии персонала — анализ дисбаланса между текущим спросом и предложением персонала и формирование плана найма новых сотрудников в компанию.

Моделирование численности в организации обладает следующими преимуществами:

— точность — возможность описания структуры системы и её процессов максимально приближено к реальной среде;

— скорость — определение оптимальных изменений за считанные минуты, необходимые для проведения эксперимента;

— наглядность — возможность визуализации процесса работы системы во времени, схематичного задания её структуры и выдачи результатов в удобном виде;

— универсальность — возможность проводить широкий набор экспериментов;

— повторяемость — возможность неограниченного количества экспериментов.

Моделирование начинается с определения целей. В зависимости от того, какого уровня планируется прогнозирование, можно выделить три основные целевые модели, указанные ниже.

Локальная — численность моделируется в рамках подразделений компании.

По бизнес-направлениям — численность моделируется в рамках бизнес-направлений/блоков компании.

Стратегическая модель — численность моделируется в целом по группе компаний.

На *рисунке 1* представлены сильные и слабые стороны моделирования на предприятии.

В ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина данный инструмент был реализован на примере операторов по добыче нефти и газа. В основу расчёта численности были заложены нормообразующие показатели.

Элементами модели расчёта численности операторов по добыче нефти и газа являются следующие:

— нормообразующие показатели (эксплуатационный фонд нагнетатель-



Рисунок 1 — SWOT-анализ моделирования

ных скважин, эксплуатационный фонд добывающих скважин, протяжённость пешего перехода, протяжённость переездов на средствах малой механизации (СММ), количество бригад по добыче нефти и газа, количество обходов);

- персональные данные работников (возраст работника, разряд работника, стаж работника, должность/профессия работника);
- интегральные показатели (коэффициенты автоматизации, вариативность событий, сценарное развитие прогнозов).

Схема расчёта численности операторов по добыче нефти и газа в BI-системе (*Business Intelligence, BI — набор инструментов и технологий для сбора, анализа и обработки данных*) [3] представлена на рисунке 2.

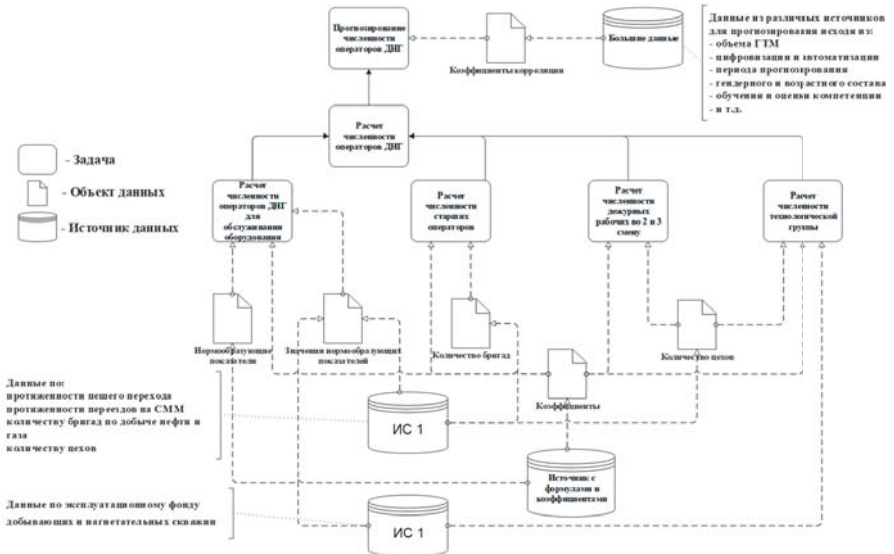


Рисунок 2 — Схема расчёта численности операторов по ДНГ в BI-системе

Из рисунка 2 видно, что из информационных систем с данными по нормообразующим показателям информация поступает в BI-систему. Это программные комплексы, в которых ведётся учёт в режиме онлайн производственных показателей. В их числе, например, — данные по эксплуатационному фонду добывающих и нагнетательных скважин, протяжённость пешеходных проходов операторов по добыче нефти и газа, протяжённость переездов СММ и другие. Далее происходит сам расчёт — сначала отдельно по типам операторов, потом общий. Затем выполняется прогнозирование с учётом прогнозных значений показателей, а также коэффициентов, которые могут повлиять на будущую численность, — цифровизации и автоматизации, периода прогнозирования и т. д. Система должна обеспечивать выполнение в полном объёме функции сбора, обработки, хранения информации о нормообразующих показателях (периодичность работ, объёмы, трудозатраты, квалификационный состав, виды работ).

Прогнозная численность операторов по добыче нефти и газа в модели расчёта численности операторов по добыче нефти и газа определяется на основе прогнозных значений нормообразующих показателей, а также может быть рассмотрена в разрезе сценариев (пессимистичный, умеренный, оптимистичный).

Модель расчёта численности является основой для разработки программного продукта прогнозирования численности с охватом всех бизнес-блоков и направлений компании.

Список используемых источников

1. Разработка годовых планов по персоналу. Научно-методический электронный журнал Концепт <https://e-koncept.ru/2014/> (дата обращения: 10.09.2022).
2. Моделирование численности персонала: <https://www2.deloitte.com> (дата обращения: 12.04.2020).
3. Business Intelligence. Словарь маркетолога. <https://www.unisender.com/ru/glossary/> (дата обращения: 10.09.2022).

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАБОТЕ С ПОТЕНЦИАЛОМ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ

Кленько А. В., Хусаинов М. Ф.

Сведения об авторах

Кленько Антон Викторович,

заместитель руководителя ГК «Лин Вектор».

E-mail: klenko@leanvector.ru,

Хусаинов Марат Флюрович,

руководитель ГК «Лин Вектор».

E-mail: husainov@leanvector.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПОТЕНЦИАЛ ЭФФЕКТИВНОСТИ БИЗНЕСА, ПОТЕНЦИАЛ РАЗВИТИЯ БИЗНЕСА, РАЗВИТИЕ.

Современная ситуация в социально-экономической сфере, на рынках, в цепочках поставок требует от организаций планомерной, последовательной работы со своим потенциалом.

В общем понимании потенциал — совокупность всех имеющихся возможностей, средств в какой-либо области, сфере [1]. Соответственно, в отношении организации потенциал можно определить как совокупность возможностей для её развития. То есть наличие потенциала свидетельствует о перспективе развития организации, а его отсутствие — о неимении таковой.

В отношении организации как элемента социально-экономической сферы, потенциал является комплексным понятием, включающим в себя следующее:

1. Потери — то, что в деятельности организации потребляет ресурсы (временные, людские, материальные, финансовые и т. д.), но не приближает её к целям деятельности, продукту её функционирования.

2. Проблемы — имеющиеся в процессах организации отклонения от оптимального режима их работы по созданию продуктов.

3. Риски — совокупность вероятностных событий, которые связаны с неопределённостью и могут нанести ущерб деятельности организации или отдельным её процессам.

4. Возможности — совокупность внешних вероятных факторов, дающих организации дополнительные способы достижения целей её функционирования.

Работа со всеми четырьмя составляющими потенциала позволяет организациям максимально реализовать резервы их развития.

С точки зрения деятельности функционирования организации весь имеющийся потенциал можно разделить на две большие группы, а именно:

1. Потенциал эффективности деятельности. В эту группу входит потенциал, связанный с оптимизацией действующих процессов, повышением их эффективности — устранением потерь, проблем, процессных дисфункций, а также потенциал, связанный с модернизацией, реинжинирингом действующих процессов, включая их комплексное преобразование и изменение организации работы. Характеристиками таких потенциалов, как правило, выступают показатели операционной деятельности — свободный денежный поток (FCF), EBITDA, выручка, производительность и т. д.

2. Потенциал развития деятельности. К этой группе относится потенциал, связанный с созданием новых производственных мощностей в текущей парадигме функционирования организации. Например, строительство второй линии производства, новых скважин добыче нефти и газа, создание офиса обслуживания в новых населённых пунктах и т. д. Ещё один вид потенциала в этой группе связан с выходом на новые рынки, освоением нового вида продуктов/услуг, созданием нового бизнеса и т. п. Характеристиками потенциала данной группы могут выступать такие показатели, как доля рынка, капитализация бизнеса, расширение рынков присутствия.

Вне зависимости от того, с каким видом потенциала работает организация, её можно представить в виде воронки преобразования потенциала (рисунки 1.).



Рисунок 1 — Воронка преобразования потенциала

Эта воронка характеризует процесс трансформации потенциала организации в реальный эффект, получаемый в операционной деятельности. Есть несколько стадий этого трансформационного процесса, в том числе:

1. Определение потенциала. Для эффективной работы с потенциалом на первом шаге необходимо его определить. Это комплекс мероприятий, который в общем виде можно представить как сравнение показателей (драйверов) деятельности на текущий период с потенциально возможными значениями этих показателей (эталонных значений). Делается это на основании анализа статистики, определения метрик эффективности и выстраивание их в единую математическую модель (дерево драйверов), бенчмаркинга.

2. После того как определён потенциал, необходимо добиться принятия его как основы для развития от всех стейкхолдеров (заинтересованных лиц) — собственников, учредителей, топ-менеджеров, руководителей служб развития. Решение этой задачи в основном находится в области управления корпоративной культурой, включающей ценности и принципы деятельности, лидерскую модель, готовность к изменениям, вовлечённость и др.

3. Следующим шагом является необходимость принятия определённого потенциала в работу, то есть должен стартовать процесс перевода определённого потенциала с уровня «нераспределённый потенциал» на «достижимый уровень». Данный шаг обеспечивается такими инструментами развития, как проектное управление, целеполагание от потенциала, управление изменениями.

4. Четвёртым шагом является диагностика и анализ текущей ситуации, который даёт возможность определить те разрывы, которые не позволяют организации в данный период времени реализовать свой потенциал. На этом этапе могут быть полезны следующие инструменты: функционально-стоимостной анализ, анализ статистики, трекинг, хронометражи и т. д.

5. После того как определены разрывы, ограничивающие достижение организацией её потенциала, наступает этап генерации решений, позволяющих сократить или полностью устранить эти разрывы. Данный шаг может быть реализован такими инструментами, как 8-шаговая модель решения проблем, ТРИЗ, дизайн-мышление, техники креативности и многие другие.

5. Разработанные на предыдущем шаге решения внедряются в операционную деятельность с помощью широкого спектра инструментариев, включающего лин-подход, теорию ограничений, STQ и пр.

6. После внедрения решений важным шагом является оценка их эффективности с точки зрения продвижения по реализации потенциала организации — оказали ли принятые решения влияние на определённые ранее метрики потенциала, либо эффекты были достигнуты за счёт сложившейся ситуации.

7. После подтверждения эффективности принятых решений с точки зрения реализации потенциала организации необходимо тиражировать новые подходы к работе на другие релевантные процессы с помощью инструментов управления изменениями, знаниями, извлечёнными уроками и др.

Ключевыми задачами по управлению данной воронкой преобразования потенциала организации являются следующие:

1. Расширение каждого шага этой воронки, то есть максимальное увеличение конверсии перехода с шага на шаг.

2. Сокращение всего цикла трансформации потенциала с целью минимизации времени перехода от потенциального состояния эффективности к реальному.

Решению этих двух задач, с одной стороны, помогают инструменты для каждого шага этого цикла, описанные выше. С другой стороны, нужно понимать, что для эффективной работы с потенциалом необходимо организовать непрерывную работу этого цикла — перейти от проектной логики

управления потенциалом к процессной. Поэтому требуется создание системы управления развитием организации через регулярную оценку и реализацию её потенциала на всех уровнях управления.

Данная система представляет собой конгломерат из следующих элементов:

1. Описанный процесс управления потенциалом (описание последовательности шагов и точек принятия решения, алгоритмов действий, ролей и зон ответственности, КПЭ, цепочек эскалации проблем).

2. Методический материал по работе с потенциалом на каждом этапе его жизненного цикла.

3. Система управления компетенциями и обучением сотрудников работе в цикле управления потенциалом.

4. Цифровое пространство по работе с потенциалом, которое позволяет данный процесс превратить из сложного и запутанного в прозрачный и автоматизированный за счёт интеграции с имеющимися в организации источниками информации, снижения рутинных операций, организации единого информационного пространства.

Для построения в организации системы управления потенциалом и внедрения этого процесса в её регулярную деятельность необходимо предпринять ряд действий, в их числе:

1. Описание процесса и ролей по работе с потенциалом процессов в организации, закрепление за ними ответственных лиц.

2. Определение метрик оценки потенциала, объединение их в математическую модель — построение дерева драйверов.

3. Определение эталонных значений для выбранных драйверов для оценки потенциала процессов организации, а также формирование процесса определения «эталонов».

4. Построение системы сбора фактических показателей выбранных драйверов (зоны ответственности, источники, периодичность, способы расчёта).

5. Построение системы сбора фактических показателей выбранных драйверов (зоны ответственности, источники, периодичность, способы расчёта).

6. Постановка процесса целеполагания от потенциала — гибкая система управления целями развития процессов организации.

7. Внедрение инструментов анализа причин разрыва между фактическими и эталонными значениями драйверов (обучение, сопровождение при применении) — картирование потока создания ценности, алгоритм структурированного решения проблем, шесть сигм, функционально-стоимостный анализ, стоимостный инжиниринг.

8. Внедрение инструментов генерации возможностей по достижению потенциала (обучение, сопровождение при применении) — дизайн-мышление, ТРИЗ, технологии креативного решения задач, мозговые штурмы.

9. Постановка системы управления портфелем инициатив по достижению потенциала процессов организации (в т. ч. краудсорсинг идей).

10. Постановка системы взаимодействия с внешними для организации стейкхолдерами (технологические организации, центры генерации реше-

ний, бизнес-инкубаторы, научные центры) для выработки решений по достижению потенциала процессов в цепочках взаимодействия в экосистеме.

11. Постановка системы проектного управления (каскадного и гибкого) при реализации инициатив по достижению потенциала.

12. Постановка системы ресурсной балансировки при выработке и реализации решений по достижению потенциала процессов организации.

13. Разработка, внедрение и настройка операционного ритма по работе с потенциалом в организации.

Таким образом, внедрение комплексного подхода по работе с потенциалом организации через построение целевой системы управления позволит получить следующие результаты:

1. Оценивать и реализовывать потенциал организации как часть её операционного ритма на всех уровнях управления (то есть эта работа, по сути, станет нормой, привычным укладом деятельности).

2. Иметь всем стейкхолдерам актуальную информацию о потенциале организации, статусе работы с ним и способах его достижения в режиме онлайн.

3. Целенаправленно вовлекать всех стейкхолдеров экосистемы организации (собственник, топ-менеджеры, руководители, рабочие и специалисты, партнёры, подрядчики, клиенты и др.) в достижение её потенциала, то есть сделать их всех мотивированными участниками процесса её развития.

Список используемых материалов

1. Потенциал. Викисловарь [Электронный ресурс] — Дата обновления: 2019 - Режим доступа: <https://ru.wiktionary.org/wiki/%D0%BF%D0%BE%D1%82%D0%B5%D0%BD%D1%86%D0%B8%D0%B0%D0%BB> (дата обращения: 4.11.2022)

ТЕХНОЛОГИИ КОМПАНИИ LINDE. ИНЖИНИРИНГ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАКАЧКИ CO₂

Спектор А. Ю., Дедечко В. А., Мироненко К. Ю., Семкин А. М.,
Харланов С. А., Бабинец Ю. И.

Сведения об авторах

Спектор Анна Юрьевна,
директор департамента нефти и газа
ООО «Праксэа Рус» (Linde).
E-mail: anna.spector@linde.com

Дедечко Василий Александрович,
менеджер по развитию бизнеса
нефтегазового сервиса
ООО «Праксэа Рус» (Linde).
E-mail: vasilii.dedechko@linde.com

Мироненко Константин Юрьевич,
руководитель продаж
по направлению сервисных услуг
ООО «Праксэа Рус» (Linde).
E-mail: konstantin.mironenko@linde.com

Семкин Александр Михайлович,
заместитель директора департамента
сервиса и специальных проектов
ООО «Праксэа Рус» (Linde).
E-mail: aleksandr.semkin@linde.com

Харланов Сергей Анатольевич,
начальник отдела
управления научно-техническими проектами
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».
E-mail: Sergey.Kharlanov@lukoil.com

Бабинец Юрий Иванович,
ведущий инженер отдела
управления научно-техническими проектами
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».
E-mail: Yuriy.Babinets@lukoil.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЗАКАЧКА CO_2 , СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ, ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ.

Тренд декарбонизации всё сильнее влияет на нефтегазовые компании. Парижское соглашение по климату, цели устойчивого развития ООН и рекомендации Рабочей группы по вопросам раскрытия финансовой информации, связанной с изменениями климата (Task Force on Climate-related Financial Disclosures — TCFD), создали для компаний отрасли потребность — начать формулировать свои стратегии декарбонизации. Одним из перспективных направлений декарбонизации производства является разработка и применение технологий полезного использования CO_2 .

Помимо этого, способом монетизации данной технологии может стать утилизация диоксида углерода посредством его нагнетания в скважины для повышения нефтеотдачи пластов как «на вытеснение», так и по технологиям закачки CO_2 в добывающие скважины в разных модификациях. В сочетании с другими технологическими мероприятиями данный вид ГТМ возможен для применения при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Положительные результаты реализации технологий закачки CO_2 могут являться основой для развития направления декарбонизации в компании и ESG-принципов.

В настоящее время в связи с ухудшением структуры запасов, переходом месторождений на завершающую стадию разработки особо актуальным является вопрос проведения мероприятий по увеличению эффективности добычи нефти и газа. Следует также отметить, что мировым сообществом принят курс на экологизацию производства.

Множество ранее реализованных в мире и в России проектов подтвердили эффективность применения сжиженной двуокиси углерода в качестве агента-растворителя для закачки в добывающие нефтяные и газовые скважины. Данная технология обеспечивает увеличение дебита по извлекаемым углеводородам за счёт следующих механизмов:

1. Закачка CO_2 приводит к снижению межфазного натяжения на границе «углеводороды — вода». При растворении в углеводородах и воде CO_2 улучшается смачиваемость породы водой, что приводит к отмыву углеводородной плёнки с поверхности породы, переводя её из плёночного состояния в капельное.

2. Способность CO_2 увеличивать подвижность углеводородов. В соответствии с законами термодинамики при высокой степени расширения нефти часть адсорбционного слоя нефти в порах освобождается, вязкость под влиянием растворённого газа понижается, и нефть становится более подвижной. Согласно лабораторным исследованиям, чем выше начальное значение вязкости, тем сильнее её снижение (таблица 1).

3. Растворение CO_2 в нефти способствует увеличению углеводородов в объёме, вызывая так называемый эффект «набухания». На основании лабораторных экспериментов, проведённых на образцах нефти, было установлено, что объёмный коэффициент может увеличиться до 1,32.

Таблица 1 — Вязкость нефти при полном насыщении CO_2

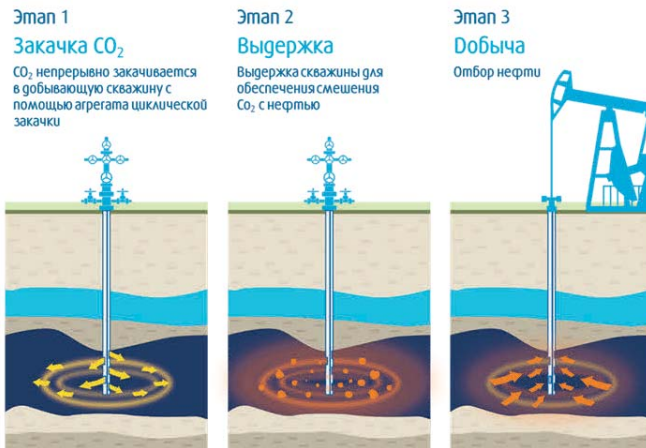
Начальная вязкость нефти, [мПа*с]	Вязкость нефти при полном насыщении CO_2 , [мПа*с]
1000–9000	15–160
100–600	3–15
10–100	1–3
1–9	0,5–0,9

4. При растворении двуокиси углерода в воде вязкость воды увеличивается незначительно, а образующаяся при этом угольная кислота (H_2CO_3) растворяет некоторые виды цементов и породы пласта, увеличивая проницаемость. Согласно результатам лабораторных исследований БашНИПИнефть, проницаемость песчаников может вырасти на 5–15 %, а доломитов — на 6–75 %. Влияние на степень растворимости углекислого газа в воде оказывает минерализация воды, с повышением степени минерализации снижается растворимость CO_2 в воде.

5. Двуокись углерода при закачке в газовые пласты приводит к уменьшению давления насыщения нефтегазовых систем, снижению давления точки росы и снижению давления смешиваемости парафиновых углеводородов.

1. Закачка в пласт углекислого газа в добывающие скважины по технологии Huff & Puff

Для интенсификации добычи нефти эффективным методом может являться закачка CO_2 в добывающие скважины по технологии Huff & Puff («Вдох — выдох»). Эта технология включает в себя три этапа, это: закачка CO_2 в пласт, выдержка во времени и добыча нефти (рисунк 1).

Рисунок 1 — Процесс циклической закачки CO_2

Закачка в скважину CO_2 по технологии Huff & Puff преимущественно является методом воздействия на призабойную зону и способствует увеличению добычи нефти за счёт очистки призабойной зоны, снижения вязкости нефти, разбухания пластовой нефти под воздействием растворённого в ней углекислого газа, экстрагирования из нефти более лёгких фракций.

Механизм применения технологии включает в себя следующие этапы:

1 этап — закачка. CO_2 непрерывно закачивается в добывающую скважину с помощью мобильного газового насосного агрегата. CO_2 проталкивает часть подвижной нефти дальше по залежи, одновременно приводя к сокращению водонасыщения возле ствола скважины, в результате чего увеличивается относительная проницаемость по нефти. Оставшаяся часть нефти подвергается воздействию нагнетаемого CO_2 . При этом процесс диффузии CO_2 на этапе закачки незначителен, поскольку закачка не является длительной, а CO_2 закачивается с высокой скоростью. По завершении этапа закачки давление в призабойной зоне будет значительно выше, чем в начале закачки.

2 этап — выдержка. На этом этапе скважина закрывается на время реакции. Происходит диффузия CO_2 , и обеспечиваются ключевые механизмы процесса закачки CO_2 , связанные с набуханием нефти, очисткой призабойной зоны и снижением вязкости нефти. В течение периода набухания происходит массоперенос, в результате чего объём нефти увеличивается, а вязкость нефти уменьшается.

3 этап — добыча. На этапе добычи часть CO_2 , которая не растворилась в нефти, извлекается как газообразная фаза. После этого осуществляется отбор нефти. В итоге увеличивается дебит нефти за счёт целого ряда положительных факторов от закачки CO_2 .

Первый экспериментальный проект по закачке CO_2 по технологии Huff & Puff был осуществлён на месторождении Форест Резерв (Тринидад). Источником CO_2 служили дымовые газы завода, расположенного в 40 км от месторождения. Выбранные для закачки газа скважины были или бездействующими или имели очень низкий дебит — менее 1 т в сутки.

Обобщая информацию в области применения технологии закачки в пласт CO_2 , определены механизмы увеличения добычи нефти при воздействии на залежь углекислым газом, а именно:

- Эффект освоения скважины газом.
- Разбухание пластовой нефти.
- Снижение вязкости нефти.
- Увеличение подвижности нефти.
- Снижение межфазного натяжения.
- Снижение нефтенасыщенности.
- Растворение карбонатных пород или цемента (H_2CO_3).

Эффективность технологии для месторождений вязкой нефти основывается в большей степени на снижении вязкости в околоскважинной зоне, тогда как для пластов с лёгкой нефтью эффективность технологии основывается на очистке призабойной зоны и повышении давления. Понимая доминирую-

щие механизмы в пластах и привязав их к конкретным условиям, возможно оптимизировать применимость технологии.

Технологический процесс закачки CO_2 в большинстве случаев эффективен для двух или трёх циклов закачки CO_2 .

Эффективность (соотношение между объемом добычи после закачки CO_2 и объемом добычи до закачки CO_2) зависит от объема закачанного CO_2 на метр продуктивного интервала. Средний объем закачки CO_2 составляет 100–800 т на скважину.

В процессе закачки CO_2 в пласт дренирование нефти улучшается за счёт режима растворённого газа, чему способствует гравитационное дренирование.

Эффективность процесса закачки в пласт CO_2 увеличивается при образовании крупного участка эффективного смешивания нефти и CO_2 и умеренным обратным притоком в процессе добычи (для управления добычей CO_2 , растворённого в нефти).

Впервые в России в ООО «РИТЭК» закачка жидкого CO_2 по технологии Huff & Puff состоялась в период с 21 по 24 августа 2017 г. на Марьинском месторождении и составила 58 ч при среднем расходе в 5,3 м³/ч. Максимальное давление закачки не превышало 12 МПа.

Доставка жидкого CO_2 осуществляется постоянно курсирующими автоцистернами вместимостью ~ 20 т. Необходимое рабочее давление закачки CO_2 создаётся насосным агрегатом высокого давления (максимальное давление составляет 103 МПа).



Рисунок 2 — Мобильный газовый насосный агрегат для закачки CO_2

2. Углекислотная-кисотно-газовая обработка (CAGT)

Взаимодействие CO_2 с пластом-коллектором и содержащимися в нём флюидами определяется фазовыми состояниями, которые, в свою очередь, подчиняются пластовой температуре и давлению. Соответственно, мы имеем достаточно широкий диапазон пластовых температур (от +18 до 120 °С) и пластовых давлений (от 20 до 450 атм), при которых CO_2 может находить-

ся в газообразном, жидком и сверхкритическом состоянии. Углекислый газ переходит в сверхкритическое состояние при критической температуре 31,1 °С и давлении 72,9 атм, в сверхкритическом состоянии CO_2 является газом со свойствами жидкости, в других условиях CO_2 будет находиться в жидком или газообразном (рисунок 3).

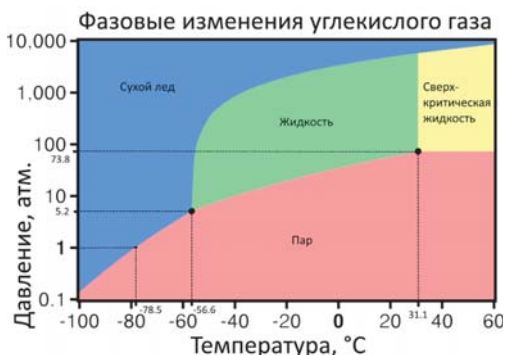


Рисунок 3 — Диаграмма фазовых состояний CO_2

При смешении на поверхности и в процессе закачки смесь кислотного состава и CO_2 находится в жидком или сверхкритическом состоянии, что позволяет обеспечить равномерное и глубокое проникновение кислотного состава в пласт. При проникновении в коллектор, в процессе реакции с породой и изменения давления, происходит частичное изменение фазового состояния CO_2 на газообразное. Это приводит к вспениванию кислотного состава благодаря наличию в составе пенообразующего ПАВ. Образование кислотной пены приводит к увеличению объёма кислотной обработки и радиуса обработки, изменению направления фильтрации кислотного состава, увеличению протяжённости червоточин и снижению их «разлохмаченности». Таким образом, повышается эффективность использования кислотного состава и в целом повышается эффективность обработки.

CO_2 будет стремиться занимать центральную часть наиболее крупных пор и каналов коллектора. Для пласта, состоящего из нескольких пропластков, при закачке CO_2 будет внедряться в первую очередь в пропласток с наибольшей проницаемостью, где капиллярное противодавление наименьшее. При этом капиллярное давление будет способствовать продвижению кислотного состава прежде всего по каналу меньшего радиуса. Это обеспечит проникновение кислоты в менее проницаемые пропластки и зоны пласта.

В результате достигается синергетический эффект от CO_2 и кислотного состава. Увеличивается охват воздействием в сравнении со стандартной обработкой, закачка CO_2 обеспечивает лёгкое извлечение продуктов реакции из обрабатываемой скважины (в том числе твёрдых кольматантов), сокращает время эффективности освоения. Обработка не способствует дополнительному вымыву каверны в интервале перфорации, а имеет глубокое проникающее действие в пласт, как следствие — длительный эффект.



Рисунок 4 — Реализация технологии CAGT в Волгоградской области

В 2019 году проведены промышленные испытания технологии на двух скважинах ООО СП «Волгодеминойл» (рисунок 4).

В результате проведённой интенсификации притока скважины выведены из бездействия и получена дополнительная добыча 6–8 тыс. т на одну скважину за счёт увеличения коэффициента продуктивности скважины и перераспределения профиля притока. Продолжительность эффекта от проведённых пенокислотных обработок составила более одного года.

3. Закачка CO_2 для увеличения дебита газовых скважин за счёт удаления конденсата из призабойной зоны скважины

Конденсатная блокада может оказать существенное влияние на производительность газовой скважины. Блокада скважины конденсатом происходит при выпадении жидкости в её приствольной зоне. Конденсат блокирует поровое пространство за счёт капиллярных сил, удерживающих капли жидкости в малых порах или в устьях пор.

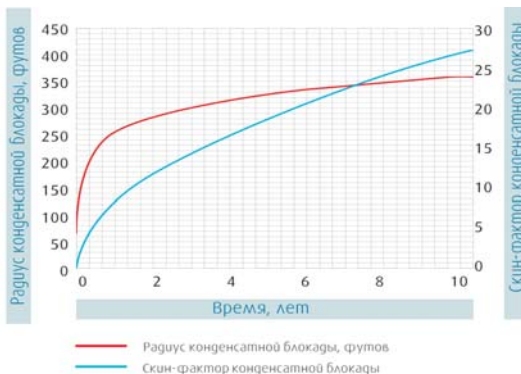


Рисунок 5 — Изменение радиуса и скин-фактора конденсатной блокады во времени

CO₂ способен оказывать воздействие на извлечение газа/конденсата, а также удалять конденсат из пристволенной зоны скважин. CO₂, растворяясь в пластовых флюидах, приводит к снижению давления точки росы системы, а также уменьшает вязкость конденсата.

CO₂ снижает межфазное натяжение капиллярное давление между газом и конденсатом, повышая его относительную мобильность.

Уменьшение вязкости в сочетании со сниженным межфазным натяжением позволяет переместить больший объём жидкости к скважине.

Одновременное действие указанных факторов приводит к испарению ранее конденсировавшихся углеводородов и их переходу в стабильное однофазное газовое состояние, что вызывает увеличение относительной проницаемости по газу. Удаление конденсата снижает скин-эффект от блокировки жидкостью и повышает производительность скважины.

Применение технологий на основе CO₂ подтвердило свою эффективность. Благодаря использованию CO₂ были достигнуты хорошие результаты по увеличению дебита нефтяных и газовых скважин. Положительные результаты реализации технологий закачки CO₂ могут являться основой для развития направления декарбонизации в компании и ESG-принципов.

Список используемых источников

1. Томас Г. Эй., Монгер-Макклер Т. Дж. Технично-экономическое обоснование циклического закачивания углекислого газа для добычи лёгкой нефти. Работа SPE20208, 1991 г.

2. Мухаммед-Сингх Л., Петротрин, Сингхал А. К., Сим С. Исследовательский совет Альберты. Критерий применимости циклической стимуляции нефтяных пластов углекислым газом. SPE 100044, 2006.

3. Сян Чжоуа, Цинванг Юанья, Сяолун Пенга, Фанхуа Зенга, Лихуй Чжанг. Критический обзор процесса циклической закачки CO₂ для увеличения добычи тяжёлой нефти, 2017.

4. Али Хабиби, Махмуд Реза Яссин, Хассан Дехганпур. Взаимодействие CO₂ и нефти в плотных породах: экспериментальное исследование.

5. Дарищев, В. В., Харланов, С. А. [и др.] / Реализация технологии закачки углекислого газа в добывающие скважины // В. В. Дарищев, С. А. Харланов, А. И. Газизянов, А. Ю. Спектор, А. М. Семкин. — Нефть. Газ. Новации. — № 7. — 2020.

6. Роггелин, И., Рябоконе, А. В. [и др.] / Реализация проектов соляно-кислотных обработок с пенными отклонителями на основе азота (№2) и углекислого газа (CO₂) на карбонатных коллекторах // И. Роггелин, А. В. Рябоконе, А. И. Газизянов, А. Ю. Спектор, К. Ю. Мироненко, А. А. Филиппенко. — Нефть. Газ. Новации. — № 2. — 2022.

ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДОННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА АКВАТОРИЯХ

Пономаренко А. В., Половков В. В., Троян В. Н.

Сведения об авторах

Пономаренко Андрей Валерьевич,

кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник
кафедры физики Земли Санкт-Петербургского государственного
университета.

E-mail: a.v.ponomarenko@spbu.ru

Половков Вячеслав Владимирович,

кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры геофизики института наук о Земле
Санкт-Петербургского государственного университета.

E-mail: v.v.polovkov@gmail.com

Троян Владимир Николаевич,

доктор физико-математических наук,
профессор кафедры физики Земли
Санкт-Петербургского государственного университета.

E-mail: vntroyan@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ДОННЫЕ СЕЙСМИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, ПРЕЛОМЛЁННЫЕ ВОЛНЫ, ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОЛНЫ, MASW, ПОВЕРХНОСТНО-ВОЛНОВАЯ ТОМОГРАФИЯ.

Введение

Инженерно-геофизические исследования на акваториях проводятся с целью изучения строения среды верхней части разреза на глубинах от самой поверхности дна до десятков метров в глубину. Необходимость подобных исследований определяется в первую очередь вопросами безопасности при строительстве инфраструктуры для разработки нефтегазовых месторождений и других строительных работах. Наличие опасных геологических процессов в верхней части разреза, таких как оползни, газонасыщенные осадки, газогидраты, может привести к различным авариям и внештатным ситуациям при строительных работах, а также последующей экологической катастрофе.

Основным геофизическим методом изучения верхней части разреза при проведении исследований на акваториях является сейсмоакустика

с плавающими регистрирующими системами. Однако данный метод не позволяет получить максимально достоверную модель исследуемой среды, чтобы надёжно идентифицировать и изучить опасные процессы, а затем грамотно учесть их наличие при проектировании инженерных сооружений и буровых работах. Связано это с регистрацией только одного типа сейсмических колебаний, а именно продольных волн. Использование же донных регистрирующих устройств (донных сейсмических станций, *рисунок 1*) позволяет регистрировать дополнительные типы и классы сейсмических волн: обменные, преломлённые (головные) и интерференционные поверхностные волны. Таким образом, это позволяет увеличить информативность и достоверность исследования верхней части сейсмического разреза на акваториях, что, в свою очередь, повышает эффективность освоения шельфа. Рассмотрим некоторые аспекты подробнее.

О преимуществе использования донных сейсмических станций и соответствующих технологиях

Совместное использование автономных донных сейсмических станций с плавающими косами обладает рядом преимуществ перед использованием лишь одних плавающих кос, несмотря на большие трудозатраты. Увеличение максимального расстояния «источник — приёмник» позволяет повысить точность построения глубинно-скоростной модели среды по отражённым волнам. Возможность регистрации обменных волн позволяет получить информацию о скоростях поперечных волн в среде и рассчитать коэффициент Пуассона. Также использование донного оборудования позволяет регистрировать частично кратные волны, что позволяет существенно увеличивать кратность сейсмических наблюдений и получать полноценные изображения среды даже при разряженной сети донных станций.



Рисунок 1 — Примеры автономных донных сейсмических станций

Современные технологии сбора сейсмической информации, реализованные в аппаратно-программных комплексах для работы с донными станциями, позволяют регистрировать преломлённые волны на больших удалениях (до 300 км). Данные волны обладают рядом преимуществ перед отражёнными волнами, например, они менее чувствительны к шероховатым границам, несут информацию о средах, расположенных ниже самого глубинного отражающего горизонта, при больших удалениях (до 300 км) освещают всю

земную кору вплоть до границы Мохо [1]. Следовательно, преломлённые волны могут дать информацию о скоростных свойствах разреза там, где способы определения скоростей по данным отражённых волн не приносят результата.

Интерференционные поверхностные волны составляют при наземных и морских сейсмических исследованиях значительную часть волнового поля. Поверхностные волны распространяются в самой верхней части разреза и, таким образом, содержат информацию о её строении, что и используется в инженерной сейсморазведке (в основном для определения распределения скорости поперечных волн) [2].

Для сбора и обработки данных применяют следующие технологии: метод MASW (Multichannel Analysis of Surface Waves, многоканальный анализ поверхностных волн) [3] и метод поверхностно-волновой томографии [4].

Для обработки по методу MASW используются сейсмограммы ОПВ (общей точки взрыва) от последовательно расположенных приёмников. Данные, полученные от одной расстановки системы «источник — набор последовательно расположенных приёмников», позволяют получить одномерный скоростной разрез (профиль скорости поперечной волны), который относится к центру используемой расстановки приёмников. Путём интерполяции данных, полученных с разных расстановок и разных профилей, получают горизонтально-неоднородные двумерные и трёхмерные модели. Преимущество технологии метода MASW заключается в том, что она довольно проста и автоматизирована во многих программных пакетах. Основным недостатком MASW состоит в том, что горизонтальное разрешение получаемой модели определяется размером приёмной установки.

Суть метода поверхностно-волновой томографии (будем использовать обозначение SWT (Surface Wave Tomography) заключается в оценке распределения фазовых или групповых скоростей поверхностных волн по их временам пробега вдоль трасс, пересекающих область исследования. Поэтому приёмное оборудование может быть расставлено в произвольном порядке по поверхности исследуемой области. Технология SWT позволяет получить двумерные площадные распределения скорости поверхностной волны для каждого значения частоты, а затем локальных вертикальных скоростных разрезов, относящихся к каждой точке на поверхности среды [5].

Несмотря на то, что итоговая модель среды, как и при применении технологии MASW, получается из совокупности одномерных моделей, при использовании технологии SWT каждая одномерная модель получается из анализа информации по всей исследуемой области. Горизонтальное разрешение, в отличие от метода MASW, определяется шагом между источниками и приёмниками, поэтому применение технологии SWT потенциально позволяет получать более детальные модели. Однако определение времён прихода поверхностных волн требует качественных исходных данных. Также желательно наличие априорной информации о строении среды и данных о диапазонах изменения скоростей поверхностных волн (например, по технологии MASW).

Пример применения технологий MASW и SWT представлен на *рисунках 2–4*. Сейсмические данные были получены с автономных донных сейсмических станций в рамках выполнения исследований на объекте «Каменномысское-море» в Обской губе, проводимых ООО «СПЛИТ»; обработка данных проводилась коллективом «ЦКМИ СПбГУ» в программном обеспечении RadExPro и собственном программном обеспечении для реализации технологии SWT. Глубина моря — 11 м. Стоит отметить, что длина записи сигнала должна позволять проследить поверхностную волну для каждой донной станции на всех удалениях.

По данным проведённого бурения, граница «супесь — песок», которая разделяет первый и второй инженерно-геологические горизонты, расположена на глубине от 20 до 25 м и удовлетворительно коррелирует с изолинией 200–250 м/с на разрезе поперечных волн, полученных по технологии MASW (*рисунок 2*).

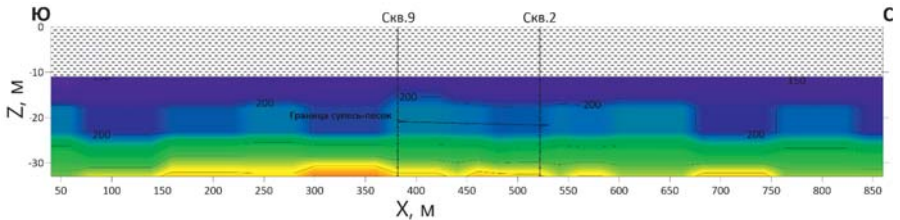


Рисунок 2 — Результат обработки по технологии MASW с нанесёнными скважинами. База наблюдений — 75 м

Процесс подготовки, раскладки, сбора донного оборудования — достаточно трудоёмкий и ресурсоёмкий, поэтому чем меньше донных сейсмических станций задействовано в работе, тем эффективнее сама работа. Но уменьшение количества донных станций может сказаться на качестве получаемых результатов. Для оценки эффективности технологий MASW и SWT при разном количестве донных станций рассмотрим результаты, представленные на *рисунках 3–4*. Для разных площадных систем наблюдения (*ри-*

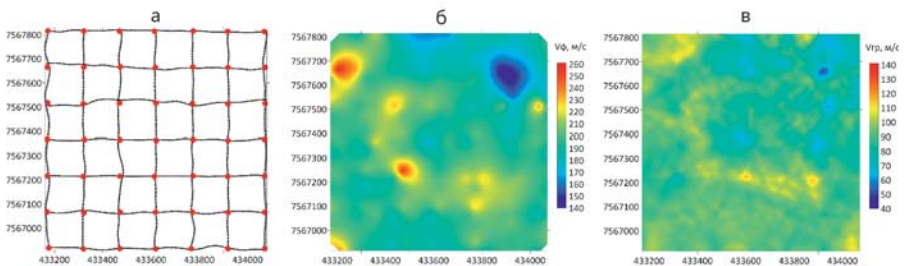


Рисунок 3 — Срезы фазовых (б) и групповых (в) скоростей поверхностной волны на частоте 3 Гц, полученные при равномерной системе наблюдений (а); (линии ПВ обозначены чёрным цветом, донные станции — красными точками)

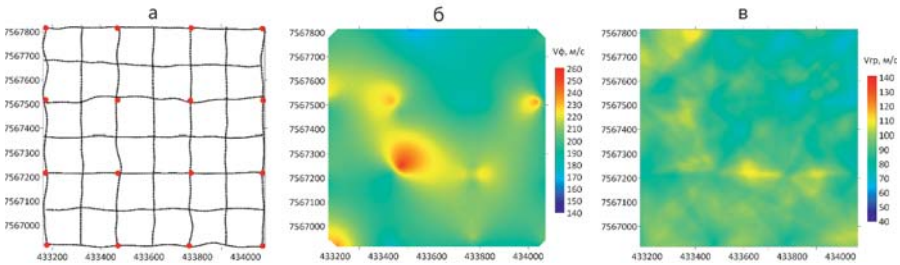


Рисунок 4 — Срезы фазовых (б) и групповых (в) скоростей поверхностной волны на частоте 3 Гц, полученные при равномерной системе наблюдений (а): (линии ПВ обозначены чёрным цветом, донные станции — красными точками)

сунк 3, а и рисунок 4, а) были получены срезы фазовой (по методу MASW на рисунке 3, б и рисунке 4, б) и групповой (по методу SWT на рисунке 3, в и рисунке 4, в) скорости поверхностной волны. В первом случае шаг между донными станциями составлял 150 м (49 станций), во втором случае — 300 м (16 станций), шаг между ПВ (пунктами взрыва) в каждой из линий ПВ равен 5 м. Координаты на рисунках указаны в метрах, направления осей с запада на восток — по горизонтали, с юга на север — по вертикали.

В первом случае (рисунок 3) результаты применения MASW и SWT хорошо соотносятся друг с другом. Тем не менее, даже при большом количестве станций очевидно, что технология SWT (в) даёт более детальную картину, чем технология MASW (б). Во втором случае (рисунок 4) результат применения технологии MASW оказывается сильно сглаженным, в то время как детальность результата применения технологии SWT почти не изменилась. Таким образом, технология SWT показывает себя лучшим образом для эффективного проведения площадной съёмки сейсмических данных с наименьшими затратами.

Заключение

В работе продемонстрировано преимущество использования донных сейсмических станций при проведении инженерно-геофизических исследований на акваториях. Описаны некоторые методы и технологии, используемые для сбора и обработки сейсмических данных.

Список используемых источников

1. Комплексные геолого-геофизические исследования на опорном профиле 5-AP в Восточно-Сибирском море / Т. С. Сакулина [и др.] // Разведка и охрана недр, 2011. — № 10. — С. 17–23.
2. Socco L. et. al. (2010) Surface-wave Analysis for Building Near-Surface Velocity Models — Established Approaches and New Perspectives. Geophysics, vol.75 (5), 75A83–75A102.

3. Park C. et. al. (1999) Multichannel Analysis of Surface Waves. *Geophysics*, vol. 64(3), pp. 800–808.

4. Яновская, Т. Б. Поверхностно-волновая томография в сейсмологических исследованиях / Т. Б. Яновская. — СПб. : «Наука», 2015. — 167 с.

5. О методе поверхностно-волновой томографии и перспективах его применения в инженерной сейсморазведке / И. С. Левин [и др.] // Вестник Санкт-Петербургского Университета. Науки о Земле. — 2022. — Т. 67. — Вып. 2. — С. 202–226.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД В ПОСТРОЕНИИ ЭФФЕКТИВНОЙ МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ

Растегаев К. А.

Сведения об авторе

Растегаев Кирилл Александрович,
главный специалист отдела
по продвижению услуг внешним заказчикам
Центра нормативно-исследовательских работ
Центра обслуживания бизнеса
ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина.
E-mail: RastegaevKA@tatneft.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СТРАТЕГИЯ, ОПЕРАЦИОННАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ, ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ, ПЕРСОНАЛ, БЕРЕЖЛИВОЕ ПРОИЗВОДСТВО, ПОТЕРИ, КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД, НОРМИРОВАНИЕ ТРУДА, СОЦИОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СИСТЕМА, СИСТЕМА НЕПРЕРЫВНЫХ УЛУЧШЕНИЙ, КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ, ДЕРЕВО ЦЕЛЕЙ, ДЕРЕВО СТОИМОСТИ.

Стратегия инновационного роста и развития предприятия предполагает внедрение наиболее прогрессивных технологий, требует от работников максимальной гибкости, готовности к восприятию новых технологий и видов техники.

Развитие предприятия будет успешным лишь при условии адаптации стратегии, культуры и организационной структуры предприятия к изменениям внешних социально-психологических факторов.

Стратегия развития персонала предприятия должна включать профессиональное обучение и переподготовку персонала в части освоения передовых технологий и методик Лин продакшн или бережливого производства (БП) и приобретения навыков работы с новейшими оборудованием и техникой.

Начиная работы по развитию процессов и персонала, необходимо диагностировать уровень зрелости этих направлений с целью оценки приоритетных направлений совершенствования и определения вектора дальнейших действий. Основой для этого является методика аудита производственных систем предприятий, конкурса лидеров производительности на Кубок им. Алексея Капитоновича Гастева. Оценка уровня развития производственной системы проводится по оценочным блокам: развитие персонала и развитие процессов. В каждом блоке оценивается шесть ключевых компонентов (разделов оценки производственной системы).

В блоке «Развитие персонала» это Безопасные и экологические условия труда, Взаимное доверие и уважение, Развёртывание политики, Культура выявления и решения проблем, Непрерывное совершенствование, Лидерство и командная работа.

В блоке «Развитие процессов» это Управление созданием потребительской ценности, Организация рабочих мест и Визуальный менеджмент, Встроенное качество и Стандартизированная работа, Повышение эффективности оборудования, Организация производственного потока выпуска продукции (услуги), Синхронизированное с запросами рынка производство.

Однако необходимо учитывать, что каждая компания уникальна, обладает неповторимой комбинацией ресурсов, технологий, средств производства и персонала, поэтому для каждого клиента разрабатывается уникальный опросный лист с индивидуальным перечнем вопросов, а соответственно и оценкой. В связи с этим оценка по данной методике не является оценкой-критерием, сравнением между собой компаний, тем более разнопрофильных.

Изучение и оценка удовлетворенности персонала как фактора эффективной работы подразделения осуществляется с помощью исследования уровня удовлетворённости персонала (ИУУП). Методами исследования выступают опрос, моделирующая сессия, фокус-группа и интервью.

ИУУП состоит из шести этапов, в том числе:

1. Подготовка и проведение ИУУП, которое включает в себя расчёт выборки, актуализацию анкеты, подготовку ссылок, прохождение опроса персоналом.

2. Формирование отчёта посредством обработки результатов, формирования отчёта, аннотации и свода ответов респондентов на открытые вопросы анкеты.

3. Определение слабых сторон, выявление проблемных зон и приоритетов для работы. Данная информация становится базой для проведения моделирующей сессии.

4. Проведение моделирующей сессии.

5. Разработка и дальнейшая реализация «плана быстрых побед» и плана долгосрочных мероприятий по итогам моделирующей сессии.

6. Проведение спустя год повторного исследования и анализа динамики показателей.

Основным показателем уровня удовлетворённости персонала выступает интегральный индекс — показатель, характеризующий внутреннее состояние сотрудника, учитывающий его готовность проявлять инициативу и прикладывать значительные усилия для достижения высоких результатов, а также удовлетворённость различными аспектами труда, вовлечённость в жизнь компании и стремление разделять её ценности. Данный показатель включает в себя четыре компонента: организационный, корпоративная культура, вовлечённость и приверженность. При этом каждый компонент состоит из перечня индикаторов (всего их 12). В отчёте приводится анализ всех индикаторов и компонентов, также отражаются и дополнительные вопросы.

После определения вектора и направления развития эффективной модели развития предприятия внедряется система непрерывных улучшений (СНУ) — система, поддерживающая постоянное выдвигание работниками компании предложений, направленных на улучшение, разработку и реализацию мероприятий на их основе, мониторинг полученного эффекта с последующим материальным/нематериальным стимулированием.

На основании уже проведённой диагностики процессов и персонала формируется базовый дизайн СНУ, включающий следующие параметры:

1. Эталонные производственные процессы — внедрение инструментов повышения эффективности в ключевые производственные процессы.

2. Внедрение инструментов повышения эффективности в ключевые производственные процессы — целеполагание поддержания работы цикла PDCA, тиражирование лучших практик и мотивации.

3. Культура и навыки — изменение модели поведения.

4. Безопасность труда и окружающей среды — предупреждение и исключение негативных воздействий на персонал и окружающую среду.

5. Повышение операционной эффективности через реализацию проектов с подрядчиками.

6. Управление данными/ИТ-системами — создание репозитория данных, необходимых для принятия решений, накопления опыта.

На основе реализованных работ формируются этапы создания СНУ, а именно:

1. Вовлечение в проект, при котором происходит формирование культуры непрерывных улучшений, погружение, обучение и обработка инициатив. Данный этап состоит из таких последовательных мероприятий, как проведение стратегической сессии, формирование временной структурной единицы, обучение специалиста проектного офиса, стартовые встречи и обучение инструментам БП лидеров изменений.

При обучении специалистов проектного офиса, лидеров изменений проводится обучение основным инструментам БП технологий вовлечения, проведения анализа и улучшений. Весь инструментарий направлен на воздействие в составляющих областях СНУ — персонал, процессы, стратегическое управление.

2. Быстрые победы — переход «от количества к качеству». Утверждённый эффект оптимизации OPEX и CAPEX. Данный этап включает такие мероприятия, как сбор данных и информации, проведение моделирующей сессии, оценка текущего потенциала бизнес-направления и фиксация результатов диагностики, картирование потока создания ценности. Результатом мероприятий являются карты ключевых процессов создания ценностей, по которым определяются показатели эффективности, в том числе идеальные и целевые, методы и сроки реализации будущего состояния.

3. Формирование СНУ. Формирование системы управления, ориентированной на достижение результатов. Ключевым элементом этапа является формирование системы ключевых показателей эффективности (КПЭ) и целе-

полагания с разработкой дерева КПЭ и целеполагания подразделений по организационным уровням.

Каскад формирования КПЭ и инструментов улучшений включает следующее:

Уровень стратегии — долгосрочные прогнозы развития бизнеса и постановка стратегических целей.

Дерево стоимости (ДС) — декомпозиция, описание и визуализация факторов стоимости. ДС — структурированная (иерархическая) карта элементов, прямо или косвенно определяющих стоимость компании, в которой элементы нижестоящего уровня «раскрывают», детализируют элементы вышестоящего уровня. ДС является универсальным инструментом для управления стоимостью бизнеса и первичным по отношению к организационной структуре или применяемым в компании системам учёта.

Цель создания ДС заключается в определении основных драйверов и факторов влияния на достижение стратегической цели, а также идентификации операционных рычагов её достижения.

Метод ДС помогает получить устойчивую структуру подцелей, которая будет относительно стабильна на каком-то промежутке времени (от трёх до десяти лет), и на её основе, в том числе, формируется система КПЭ в компании.

Дерево целей (ДЦ) — декомпозиция и конкретизация целей для каждого бизнес-блока, поиск способов достижения. ДЦ — структурированная схема представления стратегии бизнес-блока или функционального направления.

Декомпозиция до уровня Бизнес-планы — формирование краткосрочных бизнес-планов, детализация показателей на текущий период.

Соглашения о целях — достижение договорённостей, закрепление целей и плана на трёхлетний период с руководителями бизнес-блоков.

Уровень КПЭ — уровень персонализации целей, оценка эффективности с помощью набора индикаторов.

Нижний уровень — применение инструментов улучшений: проектная деятельность, кайдзен, лучшие практики и другие инструменты СНУ, описанные выше.

Разработка КПЭ позволяет оценивать эффективность процессов в перспективе с учётом верхнеуровневых целей.

Таким образом, системный, комплексный подход с применением описанных методик и инструментов позволяет учитывать большее количество аспектов (технические, экологические, экономические, организационные, социальные, психологические и др.) и их взаимосвязь для успешной реализации проектов по построению эффективной модели управления предприятием.

СОЗДАНИЕ ПРОГРАММНОГО ИНСТРУМЕНТА ДОЛГОСРОЧНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ БУРЕНИЯ И ВВОДА СКВАЖИН В РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ ВЫЧИСЛЕНИЙ И МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Хафизов Р. Р., Маннапов М. И., Вафин А. Р., Саттаров Р. З.,
Шарифуллина М. А., Ханипов М. Н.

Сведения об авторах

Хафизов Рафаэль Ринатович,

инженер 1 категории отдела
развития информационных технологий
и моделирования пластовых систем
лаборатории эксплуатации АРМ геолога ЛАЗУРИТ
структурного подразделения Института «ТатНИПИнефть»
ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина.
E-mail: HafizovRR@tatnipi.ru

Маннапов Марат Илгизарович,

начальник отдела — заместитель начальника
управления разработки месторождений
по перспективному планированию
департамента разработки месторождений
структурного подразделения «Татнефть-Добыча»
ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина.
E-mail: mannapovmi@tatneft.ru

Вафин Альберт Рустамович,

руководитель группы
отдела перспективного планирования
разработки месторождений
управления разработки месторождений
департамента разработки месторождений
структурного подразделения «Татнефть-Добыча»
ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина.
E-mail: vafinar@tatneft.ru

Саттаров Рамиль Зайтунович,

кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник
отдела развития информационных технологий
и моделирования пластовых систем
лаборатории эксплуатации АРМ геолога «ЛАЗУРИТ»
структурного подразделения Института «ТатНИПИнефть»
ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина.
E-mail: ramsat@tatnipi.ru

Шарифуллина Мария Александровна,

заведующий лабораторией
эксплуатации АРМ геолога «ЛАЗУРИТ»
отдела развития информационных технологий
и моделирования пластовых систем
структурного подразделения Института «ТатНИПИнефть»
ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина.
E-mail: chernovama@tatnipi.ru

Ханипов Марат Наильевич,

заведующий группой
проектирования АБД
отдела развития информационных технологий
и моделирования пластовых систем
лаборатории проектирования и сопровождения АБД
структурного подразделения Института «ТатНИПИнефть»
ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина.
E-mail: hanipov@tatnipi.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ОПТИМИЗАЦИЯ ИНВЕСТИЦИЙ, ПЛАНИРОВАНИЕ БУРЕНИЯ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА, ПРОЕКТНАЯ СЕТКА СКВАЖИН, ВОВЛЕЧЁННЫЕ ЗАПАСЫ, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ИНДЕКС ДОХОДНОСТИ ЗАТРАТ, МАШИННОЕ ОБУЧЕНИЕ, ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПОРТФЕЛЬ.

В настоящее время нефтяные компании сталкиваются с задачами повышения эффективности эксплуатации месторождений в сложных изменяющихся условиях нефтяного рынка. Повсеместное внедрение информационных технологий привело к быстрому росту объёмов цифровых данных по различным технологическим и экономическим параметрам добычи, фактическим характеристикам проведённых геолого-технических мероприятий (ГТМ) на объектах месторождений.

Для управления ГТМ используются узкоспециализированные информационные системы, обеспечивающие низкий уровень автоматизации. Это ука-

зывает на актуальность создания современных методов и алгоритмов, обеспечивающих высокий уровень автоматизации таких процессов.

Программный комплекс «Epsilon» (ПК «Epsilon») разработан в 2020 г. специалистами Альметьевского государственного нефтяного института (АГНИ) совместно с сотрудниками ПАО «Татнефть» (ТатНИПИнефть, Центр обслуживания бизнеса, Татнефть-Добыча) в рамках проекта федеральной целевой программы на тему «Создание технологии долгосрочного планирования инвестиций для эффективной разработки нефтяных месторождений на основе высокопроизводительных вычислений и машинного обучения» [1].

Программа предназначена для автоматизации долгосрочного планирования геолого-технических мероприятий на множестве нефтяных месторождений путём формирования на прокси-моделях сценариев разработки, расчёта их технико-экономических показателей и оптимизации инвестиционного портфеля на основе высокопроизводительных вычислений и машинного обучения.

В основе «Epsilon» лежит применение иерархических прокси-моделей АРМ «ЛАЗУРИТ», построенных по каждому из 85 месторождений ПАО «Татнефть». Модели полностью воспроизводят историю разработки месторождений и воссоздают карты текущих запасов нефти, содержащие участки тупиковых и застойных зон пласта, участки невыработанных запасов нефти, являющиеся кандидатами для уплотняющего бурения скважин.

Программа позволяет на основе прокси-моделей месторождения сгенерировать с учётом заданных ограничений множество геолого-технических мероприятий, включающих расстановку проектных точек для бурения, зарезку боковых стволов, перевод скважин на другие горизонты, использование технологии одновременно-раздельной добычи; ранжировать планируемые ГТМ по критериям; сгенерировать сценарии разработки путём распределения ГТМ по годам; рассчитать технико-экономические показатели сценариев; оптимизировать инвестиционный портфель при заданных ограничениях и целевых функциях.

В 2021 г. специалисты института «ТатНИПИнефть» и Новосибирского государственного технического университета расширили функциональные возможности ПК «Epsilon», реализовав дополнительные модули [2]. В 2022 г. продолжаются работы по сопровождению и развитию программного продукта. К основным направлениям развития относятся следующие:

- ежегодная актуализация экономической модели расчёта с учётом изменений в налоговой системе;
- увеличение количества входных параметров генерации «ковра ГТМ» и целевых функций для оптимизации;
- интеграция ПК «Epsilon» с другими программными продуктами и модулями, в том числе с программным комплексом автоматического кустования скважин [3], модулями прогноза нефти и жидкости по проектным скважинам методами машинного обучения, модулем расстановки нагнетательных скважин, модулем восстановления поля пластового давления.

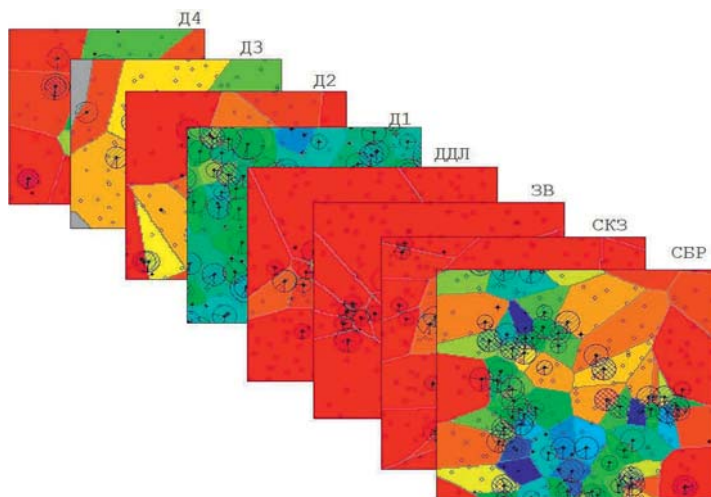


Рисунок 1 — Фрагмент единой прокси-модели «ЛАЗУРИТ», включающей восемь эксплуатационных объектов

Информационной основой для работы программного комплекса являются геолого-технологические прокси-модели «ЛАЗУРИТ» месторождений, учитывающие фильтрационно-ёмкостные свойства пласта и текущие запасы нефти [4]. На рисунке 1 представлен фрагмент единой прокси-модели «ЛАЗУРИТ» Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, включающий восемь эксплуатационных объектов.

Алгоритм формирования множества сценариев разработки по месторождению состоит из следующих шагов. На первом этапе формируется набор планируемых ГТМ на основе методики поэтапной расстановки планируемых мероприятий с учётом геологических и технико-экономических ограничений. В качестве ГТМ рассматриваются: бурение вертикальных и горизонтальных скважин, резка боковых столов, перевод скважин на другой горизонт, использование технологии одновременно-раздельной добычи. Далее идёт ранжирование планируемых ГТМ, распределение их по годам прогнозного периода и расчёт технико-экономических показателей по сгенерированным вариантам [5, 6]. Алгоритм завершается, когда сгенерированы сценарии разработки по всем месторождениям.

Методика поэтапной расстановки заключается в расстановке проектных скважин по начальной сетке, осуществлении распределения остаточных запасов по действующим пробуренным и проектным скважинам [7]. После расчёта и оценки технологических и экономических показателей эксплуатации проектных скважин определяется рентабельность и экономическая целесообразность ввода каждой проектной скважины; осуществляется выборка скважин, удовлетворяющих критериям, в результате определяется проектный фонд для данного шага расчётной сетки скважин. Далее выполняется расстановка скважин по следующей уплотняющей сетке скважин с повтор-

ным распределением остаточных запасов и определением экономической целесообразности ввода проектных скважин. В программе реализован перебор сеток с плотностью 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 700 м. В результате выполнения алгоритма создаётся неравномерная проектная сетка скважин, которая удовлетворяет технологическим и экономическим ограничениям и имеет максимально возможную плотность.

Одной из основных задач при планировании является задача прогнозирования профилей добычи нефти и жидкости для различных сценариев разработки. Это актуально как для действующего, так и проектного фонда скважин. Без обоснованного прогноза добычи невозможно принимать решения о рентабельности проектов, капитальных вложениях, бурении новых и операционном планировании эксплуатации существующих скважин.

В ПК «Epsilon» реализованы два варианта оценки прогнозного дебита скважины: по методике Лысенко и с использованием методов машинного обучения. Основное приложение модуля машинного обучения написано на языке программирования Python 3.6. Вычислительные алгоритмы построения регрессионных моделей реализованы на языке программирования R. Исполняемый модуль может работать в двух режимах: выполнять оценивание параметров регрессионной модели и строить прогноз. В первую очередь по данным выборки геологических и технологических параметров проводится машинное обучение. Алгоритм отбора входных факторов реализован на основе байесовских нейронных сетей. Алгоритм построения кусочных моделей множественной регрессии для прогнозирования величины дебита нефти скважин основан на использовании сетей Кохонена и подходов анализа структурных изменений [8–10]. По результатам машинного обучения производится прогноз входного дебита и темпов падения годовой добычи нефти для проектных скважин.

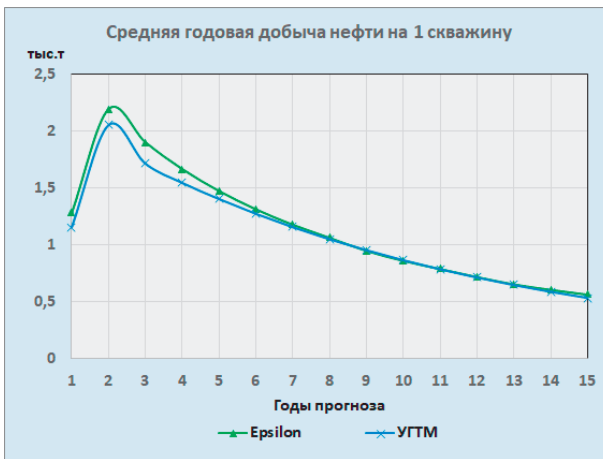


Рисунок 2 — Сопоставление прогнозной нормированной средней годовой добычи нефти скважин, определённой в ПК «EPSILON» и по данным из управления ГТМ

На *рисунке 2* приведён сравнительный анализ прогнозирования нормированной годовой добычи нефти и темпов падения нефти по годам, рассчитанной в ПК «EPSILON» и по данным из управления ГТМ департамента разработки месторождений.

После формирования множества сценариев разработки по всем месторождениям компании выполняется поиск оптимального варианта формирования долгосрочной производственной программы ГТМ с заданными ограничениями по ключевым технико-экономическим показателям. В качестве целевых показателей могут быть выбраны следующие:

— максимизация чистого дисконтированного дохода при непревышении заданного уровня добычи нефти на каждый год планирования по всей компании в целом;

— минимизация инвестиционных вложений при обязательном сохранении уровня добычи нефти на каждый год планирования;

— максимизация добычи нефти на срок эффекта при ограничениях на капитальные вложения;

— формирование эффективной инвестиционной программы разработки объектов нефтедобычи с учётом налоговых льгот, вводимых по мере разработки запасов.

Формирование долгосрочных планов разработки нефтяного месторождения базируется как на основе лицензионных обязательств компании-недропользователя, так и на основе геолого-промыслового анализа текущего состояния разработки, сложившегося по истории опыта проведения геолого-технических мероприятий, уникальности геологических и фильтрационных свойств объекта разработки.

Планирование в рамках крупной компании требует, кроме этого, учёта внешнеэкономических условий, ограничений финансовых ресурсов, дифференциации налога на добычу полезных ископаемых, стратегических целей компании в целом.

С учётом того, что в разработке находятся десятки месторождений, по каждому из которых возможны несколько сценариев реагирования на изменяющиеся условия, построение оптимальной производственной программы, а тем более долгосрочной, требует разработки специализированных алгоритмов и программных инструментов.

Техническим результатом предлагаемого решения является расширение арсенала технических средств формирования наборов, планируемых к проведению ГТМ, принимаемых в долгосрочный корпоративный портфель, повышение эффективности капитальных затрат, увеличение показателей эффективности сформированных портфелей.

Список используемых источников

1. Свидетельство 2020661783 РФ. Estimating Performance of System Investment in Long-term Oil Production Using Neuronet (Epsilon) / Насыбуллин А. В., Гирфанов Р. Г., Денисов О. В., Лазарева Р. Г., Латифуллин Ф. М., Сатта-

ров Р. З., Хафизов Р. Р., Чирикин А. В., Шарифуллина М. А. // заявитель и правообладатель ОАО «Татнефть». — № 2020619328; заявл. 19.08.2020; зарег. 01.10.2020, Реестр программ для ЭВМ.

2. Свидетельство 2021680284 РФ. Epsilon 1.1. / Латифуллин Ф. М., Саттаров Рам. З., Хафизов Р. Р., Шарифуллина М. А.; правообладатель ПАО «Татнефть». — № 2021669156; заявл. 29.11.2021; зарег. 08.12.2021, Реестр программ для ЭВМ.

3. Свидетельство 2020616438 РФ. Программный комплекс автоматического кустования скважин / Ахметов Н. А., Бояров Ф. Г., Васютин В. А., Гильманов Р. С., Гилаев Д. М., Закиев А. Р., Ибрагимов А. Р., Каримов И. С., Кухаркин С. М., Муртазин Т. А., Нургалиев Д. К., Сахаутдинов Р. В., Судаков В. А., Шевченко Д. В., Яруллин А. Д.; правообладатель ПАО «Татнефть». — № 2020615603; заявл. 09.06.2020; зарег. 17.06.2020, Реестр программ для ЭВМ.

4. Свидетельство 2022664881 РФ. Программа для генерации единой прокси-модели месторождения / Латифуллин Ф. М., Саттаров Рам. З., Хафизов Р. Р., Шарифуллина М. А.; правообладатель ПАО «Татнефть». — № 2022664003; заявл. 27.07.2022; зарег. 05.08.2022, Реестр программ для ЭВМ.

5. Насыбуллин, А. В. , Саттаров, Рам. З. [и др.]. Создание информационно-программного инструмента долгосрочного планирования инвестиций для эффективной разработки нефтяных месторождений / А. В. Насыбуллин, Рам. З. Саттаров, Ф. М. Латифуллин, О. В. Денисов, А. В. Чирикин // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 12. — С. 128–131.

6. Хисамов, Р. С., Ганиев, Б. Г. [и др.]. Об одной методике автоматизированной генерации сценариев разработки зрелого нефтяного месторождения / Р. С. Хисамов, Б. Г. Ганиев, И. Ф. Галимов, А. В. Насыбуллин, Рам. З. Саттаров, М. А. Шарифуллина // Нефтяное хозяйство. — 2020. — № 7. — С. 20–25.

7. Звездин, Е. Ю., Маннапов, М. И. [и др.]. Поэтапная оптимизация расстановки проектных скважин по неравномерной сетке с использованием программного модуля технико-экономической оценки запасов нефтяных месторождений / Е. Ю. Звездин, М. И. Маннапов, А. В. Насыбуллин, Рам. З. Саттаров, М. А. Шарифуллина, Р. Р. Хафизов // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 7. — С. 28–31.

8. Ismagilov I. I., Molotov L. A., Katasev A. S., Emaletdinova L. Y., Kataseva D. V. Fuzzy Neural Network Model for Rules Generating of the Objects State Determining in Uncertainty. Helix, 2018. Vol. 8 (6), pp. 4662–4667.

9. Кохонен, Т. Самоорганизующиеся карты. — М. : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2016. — 655 с.

10. Тимофеев, В. С. Оценивание параметров регрессионных зависимостей на основе характеристической функции / В. С. Тимофеев // Научн. вестник НГТУ. — Новосибирск : Изд-во СО РАН. — 2010. — № 2 (39). — С. 43–52.

ВНЕДРЕНИЕ ИНСТРУМЕНТОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ В ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»

Шайхулова А. Д., Шайхулов Р. А.

Сведения об авторах

Шайхулова Анастасия Дмитриевна,

инженер 1 категории

ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

E-mail: Anastasiya.Shaikhulova@lukoil.com

Шайхулов Руслан Альбертович,

ведущий инженер

ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

E-mail: Ruslan.Shaykhulov@lukoil.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПОУР, СНУ, БЕРЕЖЛИВОЕ ПРОИЗВОДСТВО, 5С.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» с 2019 г. реализуется Проект повышения эффективности российских организаций Бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» Группы компаний «ЛУКОЙЛ». Суть проекта состоит в том, что каждый работник может предложить свою идею по улучшению производственного процесса и получить признание и вознаграждение.

За период с 2019 по 2021 г. — в рамках второго и третьего этапов проектирования и формирования Программы обеспечения устойчивого роста (ПОУР) — специалисты предприятия предложили около 1500 гипотез. 147 идей взяты на реализацию с суммарным эффектом более 12 млрд руб.

Такого результата удалось достигнуть за счёт сплочённой работы коллективов центрального аппарата ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и производственных подразделений.

С 2022 г. в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» внедряется система непрерывных улучшений (СНУ). Она подразумевает реализацию единой системы управления улучшениями, в том числе за счёт внедрения инструментов повышения эффективности, обучения и вовлечения наибольшего количества людей, и, конечно, анализ результатов и тиражирование лучших практик.

Внедрение СНУ является логичным продолжением предыдущих этапов ПОУР.

Принципиальное отличие СНУ заключается в коренном изменении подходов к повышению эффективности процессов на уровне нефтегазодобывающего дочернего общества (НГДО).

Формирование и внедрение системы непрерывных улучшений направлено на повышение экономической и технологической эффективности,

на снижение потерь, сокращение абсолютных и удельных затрат в рамках операционной и инвестиционной деятельности через совершенствование производственных бизнес-процессов.

Философия СНУ в ПАО «ЛУКОЙЛ» заключается в том, чтобы все сотрудники в формате единой команды вовлекались в непрерывный поиск потенциала улучшений. Этого можно достичь, если изменить мышление, отношение к работе, создать атмосферу неравнодушия. Другими словами, необходимо, чтобы каждый на своём рабочем месте был заинтересован в улучшении производственного процесса, нацелен на непрерывный поиск скрытого потенциала, увеличение прибыли.

Следует отметить, что работа по применению некоторых инструментов повышения эффективности начата в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в 2022 году.

На начальном этапе был выбран инструмент 5С — один из базовых и простых инструментов бережливого производства (БП). 5С — система организации и рационализации рабочего места и поддержания порядка. Цель внедрения инструмента — создание условий для эффективного выполнения операций с учётом концепции менеджмента, основанной на неуклонном стремлении к устранению всех видов потерь.

Методология 5С позволяет сформировать системный подход к организации рабочего места, культуру ответственности каждого работника.

Преимущество методологии заключается в том, что инструмент позволяет улучшить такие важнейшие показатели эффективности компании, как безопасность труда, производительность и качество, а именно:

— По показателю безопасности 5С позволяет достичь сокращения числа аварий и инцидентов, улучшить условия труда, включая чистоту и порядок на рабочих местах, устранить причины несчастных случаев.

— По показателю производительности 5С даёт возможность создать эффективные рабочие места, сократить время выполнения операций, уменьшить необоснованные запасы, предотвратить потери всех видов ресурсов, эффективно использовать рабочее пространство.

– По показателю качества 5С позволяет сократить потери от брака из-за невнимания персонала, выстроить управляемый/стандартизованный процесс организации рабочих мест, вовлечь сотрудников в процесс непрерывных улучшений [1].

В рамках внедрения инструмента 5С собственными силами были проведены следующие виды работ:

1. Создана рабочая группа под председательством начальника Центрального диспетчерского управления.

2. Выбрано пилотное подразделение — структурное предприятие ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

3. Выбраны пилотный цех и объекты подразделения для внедрения 5С, включая административные и производственные помещения цеха.

4. Разработана дорожная карта внедрения.

5. Реализованы мероприятия в соответствии с дорожной картой.

Также был выполнен ряд мероприятий, а именно:

1. Наведение порядка в кабинетах, комнатах приёма пищи, на производственных объектах, разработка графиков уборки и поддержания порядка, организация рабочего пространства, пересмотр номенклатуры дел персонала цехов, внесение изменений.

2. Проведение работ по созданию фотографий рабочего дня (ФРД) рабочих и служащих цехов, выполнение анализа ФРД объезда маршрутов бригад добычи нефти и газа, выявление неэффективного использования рабочего времени по результатам проведённых работ по созданию ФРД.

3. Разработка мероприятий по снижению неэффективного использования рабочего времени и оптимального распределения полномочий и ответственности между структурными подразделениями (центральная инженерно-технологическая служба (ЦИТС), цех, административно-управленческий персонал ТПП).

4. Выполнение анализа работы объездной техники посредством системы ГЛОНАСС.

5. Инвентаризация стеллажей с товарно-материальными ценностями (ТМЦ), сортировка ТМЦ, утилизация металлолома, обустройство площадки временного складирования металлолома, приведение в соответствие с требованиями склада химреагентов, изготовление стеллажей с разграничением трёх зон для сортировки по принципу материалы / заготовки / готовые изделия, проверка складских помещений подрядных организаций.

6. Установка на кустовых площадках фотоэлементов для сбережения электроэнергии.

С целью продолжения работы в данном направлении, проведения её по единой методологии, разработанной и утверждённой на уровне Компании, в рамках реализации четвёртого этапа и внедрения системы непрерывных улучшений в июне 2022 г. начат Проект «Развитие системы непрерывных улучшений в пилотных цехах» в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

В число целей проекта входят следующие:

1. Реализовать пилотный проект, который станет образцом внедрения системы непрерывных улучшений (СНУ) для всех подразделений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в 2023 г., в том числе:

— обеспечить эффективное вовлечение сотрудников Общества в систему непрерывных улучшений;

— наработать технологию анализа и улучшения процессов Общества;

— закрепить на практике навыки применения принципов и методов СНУ;

— получить экономический эффект в цехах.

2. Сформировать культуру поддержки непрерывных улучшений у руководителя Общества.

3. Получить экономический эффект от разработанных мероприятий в размере не менее чем 30 млн руб.

В число задач проекта входят следующие:

1. Реализация СНУ в основном пилотном цехе — КЦДНГ-2.

2. Развитие компетенций навигаторов и команды внедрения.

3. Проведение оценки текущего состояния пилотного процесса «Планирование организационно-технических мероприятий (ОТМ)» и двух методологически сопровождаемых процессов («Обеспечение транспортом», «Текущий и капитальный ремонт скважин»).

4. Реализация инструментов СНУ на пилотных участках, тиражирование на объекты КЦДНГ в 2023 г.

В настоящее время запланированы следующие мероприятия по внедрению СНУ в рамках тиражирования в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»:

1. Определение состава рабочих групп по внедрению системы в обособленные структурные подразделения, выбор объектов внедрения.

2. Проведение обследования выбранных объектов с составлением фотоматериала для определения объема работ.

3. Разработка и утверждение детальной дорожной карты по реализации плана мероприятий.

Список используемых источников

1. «Лин Вектор». Инструменты улучшения операций: организация рабочего пространства 5С [Электронный ресурс]: презентация — Усинск, 2022. — 91 слайд.



Секция 2

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ
СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН
НА СУШЕ И НА МОРЕ —
ОСНОВА ЭФФЕКТИВНОСТИ
НЕФТЕГАЗОВЫХ АКТИВОВ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОТОРИЗОВАННОЙ РОТОРНОЙ УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ФОРСИРОВАНИЯ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Аль Тии Мостафа Наджим

Сведения об авторе

Аль Тии Мостафа Наджим Аль Дин Абдулла,

кандидат технических наук,

начальник смены (ЦИО)

Лукойл Мид. Ист.

E-mail: mostafa.Al-Tee@lukoil-international.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, МОТОРИЗОВАННОЕ РОТОРНОЕ БУРЕНИЕ, ВЕРХНИЙ СИЛОВОЙ ПРИВОД, РОТОРНАЯ УПРАВЛЯЕМАЯ СИСТЕМА, ВИНТОВОЙ ЗАБОЙНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ, ВИБРАЦИИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ, ВИБРАЦИИ STICK-SLIP.

В работе рассмотрены особенности технологии моторизованного роторного бурения, основанной на совместном применении роторной управляемой системы и винтового забойного двигателя; показаны преимущества и недостатки такой технологии; приведены результаты экспериментальных исследований вибраций бурильной колонны; показано, что регулирование частоты вращения верхнего силового привода буровой установки при бурении моторизованной роторной управляемой системой позволяет компенсировать износ винтового мотора. Комбинация приводов долота позволяет реализовать эффективные параметры режима бурения и повысить технико-экономические показатели строительства нефтяных и газовых скважин. Разработка методических решений по эффективной реализации технологии моторизованного роторного бурения является актуальной проблемой, имеющей важное значение для теории и практики проводки нефтегазовых скважин.

Основной объём проходки при строительстве нефтяных и газовых скважин в России и за рубежом выполняется с использованием безопорных долот PDC с алмазно-твердосплавными резцами и трёхшарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами, для которых рекомендуется применять низкооборотный режим бурения — от 100 до 400 об/мин. Этот режим может быть реализован при роторном способе, а также при бурении с помощью винтового забойного двигателя (ВЗД).

В последнее время применяется также комбинированный способ — моторизованное роторное бурение, — заключающийся во вращении бурильной колонны, в компоновку которой интегрирован винтовой забойный двигатель. Такое техническое решение находит применение при использовании новейших роторных управляемых систем (РУС), которые оснащаются

винтовым двигателем. Разработкой технологических решений применения гидравлических забойных двигателей с одновременным вращением бурильной колонны ротором или верхним силовым приводом занимались советские, российские, а в последние годы и зарубежные учёные и специалисты, в основном с целью совершенствования проводки наклонно-направленных скважин. Такая технология позволяет реализовать проектный профиль скважины при сокращении времени на спускоподъёмные операции.

В последние годы ещё большие возможности для направленного бурения скважин, особенно с длинным горизонтальным или разветвлённым окончанием ствола, предоставляют роторные управляемые системы, созданные американскими компаниями. Наиболее успешные результаты были достигнуты при создании моторизованных роторных управляемых систем, в компоновку которых встроен винтовой забойный двигатель.

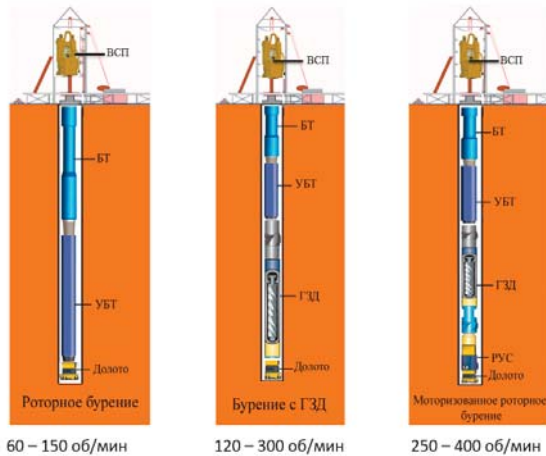


Рисунок 1 — Низкооборотные способы бурения нефтегазовых скважин

На рисунке 1 изображены низкооборотные способы бурения и технические средства для их реализации: роторный способ, способ бурения гидравлическими забойными двигателями и моторизованное роторное бурение. При роторном способе привод бурового долота осуществляется с помощью длинной колонны бурильных труб. Этот способ бурения характеризуется низкими значениями частот вращения, которые ограничивают из-за знакопеременных изгибающих напряжений, возникающих в бурильной колонне, особенно на искривлённых участках ствола скважины. В то же время вращение компоновки низа бурильной колонны (КНБК) обеспечивает эффективную очистку ствола скважины, снижает риск прихватов бурильного инструмента.

Винтовой забойный двигатель обеспечивает достаточно высокий крутящий момент и большую частоту вращения долота, чем при роторном способе. Управляемый ВЗД в настоящее время является основным техническим средством для направленной проводки нефтегазовых скважин.

Появление роторных управляемых систем способствовало прохождению более удалённых от вертикали и протяжённых участков скважин по сравнению с бурением винтовыми забойными двигателями, но не разрешило основную проблему оптимизации режима бурения, связанную с низкой частотой вращения долота. Применение в составе бурильной колонны РУС не меняет режимные параметры роторного способа и механическую скорость проходки. Также исследователи отмечают основной недостаток РУС — высокую стоимость аренды оборудования. Это подтверждает необходимость форсирования частоты вращения долота для увеличения мехскорости проходки и снижения затрат на углубление скважины.

Моторизованное роторное бурение — это комбинация верхнего и нижнего приводов долота. Оно осуществляется при совместной работе верхнего силового привода и винтового забойного двигателя, что позволяет в несколько раз увеличить частоту вращения долота, но также сопровождается и другими особенностями.

Одним из актуальных направлений развития технологии направленного бурения нефтяных и газовых скважин является создание гибридной роторной управляемой системы, интегрированной с винтовым забойным двигателем «РУС + ВЗД». Для реализации технологии моторизованного роторного бурения необходимо собрать компоновку низа бурильной колонны (КНБК) (рисунк 2), в которую включены долото, РУС, винтовой забойный двигатель (ВЗД) и телеметрическая система (MWD). Новая схема КНБК позволяет увеличить частоту вращения бурового долота по сравнению с традиционным роторным способом бурения и, как следствие, существенно повысить механическую скорость проходки. Применение комплекса «РУС + ВЗД» обладает следующими преимуществами:

- экономия времени, которое потрачено на строительство скважины;
- оптимизация показателей работы долота и увеличение мехскорости проходки;
- увеличение проходки на долото PDC;
- уменьшение риска отказов КНБК из-за снижения уровня вибраций;
- снижения риска отказов бурильных колонн за счёт контроля интенсивности угла искривления;
- снижение риска прихвата БК;
- уменьшение крутящего момента БК;
- оптимизация проходки за счёт высококачественной очистки ствола скважин;

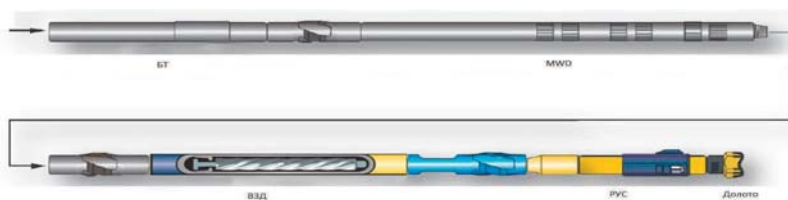


Рисунок 2 — КНБК, в которую включены долото, РУС, ВЗД и телеметрическая система (MWD)

- минимизация амплитуд крутильных колебаний, даже в твёрдых и абразивных породах;
- передача данных при бурении в режиме онлайн при наборе угла и без набора;
- автоматизированное 3D непрерывное управление бурением.

С учётом того, что стоимость аренды моторизованной системы «РУС + ВЗД» существенно превышает стоимость аренды РУС, была выполнена оценка основного технико-экономического показателя строительства скважин — стоимости метра проходки — в рассматриваемом интервале бурения. Результаты расчёта представлены в *таблице 1*. Анализ полученных данных показывает, что применение моторизованной роторной системы с использованием винтового забойного двигателя приводит к закономерному увеличению механической скорости проходки в рассматриваемом интервале по сравнению с традиционной технологией роторного бурения с РУС и обеспечивает рост технико-экономических показателей.

С целью определения влияния новой технологии на снижение уровня вибраций БК были проведены промысловые экспериментальные исслед-

Таблица 1 — Оценка технико-экономического показателя строительства скважин — стоимости метра проходки

Способ бурения	Роторный традиционный РУС	Роторный моторизованный РУС + ВЗД
Вид привода долота	ВСП	ВСП + ВЗД
Буровой насос	12Т1600 PUMP-MUD	12Т1600 PUMP-MUD
Глубина скважины по вертикали, м	2460	2500
Тип скважины	Наклонная (отклонение 43°)	Наклонная (отклонение 50°)
Рассматриваемый интервал под обсадную колонну	Эксплуатационная колонна	Эксплуатационная колонна
Интервал бурения, от–до, м	3350–3920	3435–3975
Диаметр долота, мм	215,9	215,9
Тип долота	PDC	PDC
Типоразмер ВЗД	–	6 ¾" X-treme ModularMotor
Расход бурового раствора, л/с	31	33
Плотность бур. раствора, кг/м ³	1260	1250
Осевая нагрузка на долото, кН	90	100
Давление насоса, МПа	13,8	20,3
Частота вращения ВСП, об/мин	80–120	50
Частота вращения ВЗД, об/мин	–	180
Частота вращения долота, об/мин	80–120	230
Общая проходка, м	570	540
Общее время мехбурения, ч	72	49
Мехскорость проходки, м/ч	7,9	11,0
Рейсовая скорость, м/ч	6,1	7,6
Стоимость метра проходки, USD/м	515	461

дования. Их методикой предусматривалось бурение выбранного интервала скважины с разными компоновками низа бурильной колонны (КНБК): с ВЗД, с РУС и с РУС + ВЗД, — показанными на рисунке 3 и обозначенными соответственно А, Б, В.

В процессе бурения производилась постоянная запись режимных параметров и уровней крутильных и продольных (осевых) ударных нагрузок (так называемых шоков) с помощью телесистемы MWD. Характерные примеры записи ударов показаны на рисунке 3.А, где изображены диаграммы, иллюстрирующие величины шоков, фиксируемых датчиками системы MWD.

Визуальный анализ диаграмм показывает, что максимальный уровень ударных нагрузок при работе компоновок А и Б значительно выше, чем при работе компоновки В.



Рисунок 3 — Компоновки низа бурильной колонны.

1 — долото; 2 — РУС; 3 — ВЗД;
4 — WD; 5 — УБТ; 6 — Ясс; 7 — БТ

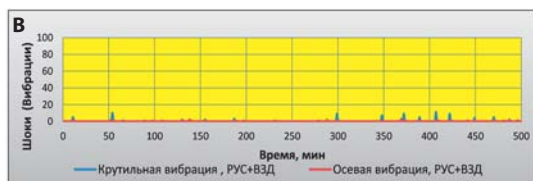
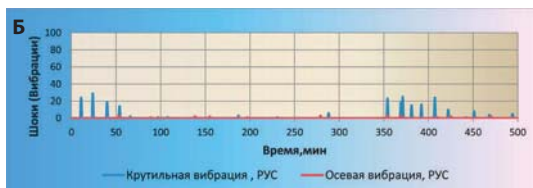
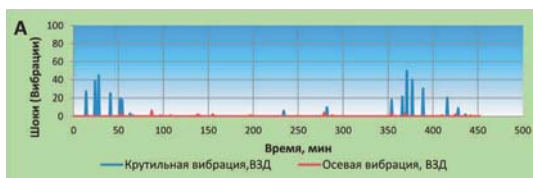


Рисунок 3.А — Запись ударных нагрузок (shocks)

Выводы

1. Роторный способ бурения, в том числе оснащённый новейшими достижениями научно-технического прогресса, — верхним силовым приводом буровых установок и роторными управляемыми системами, обеспечивает низкооборотный режим отработки безопрорных долот PDC с алмазно-твердосплавными резцами в пределах практически не более 150 об/мин, что не позволяет форсировать механическую скорость проходки для улучшения технико-экономических показателей бурения.

2. Использование винтового забойного двигателя для стимулирования процесса роторного бурения, в том числе с применением роторных управляемых систем, является весьма эффективным способом повышения скоростных показателей низкооборотного бурения, позволяющим форсировать механическую скорость проходки до 400 об/мин и улучшить технико-экономические показатели бурения.

3. Применение моторизованной роторной управляемой системы, оснащённой винтовым мотором, обеспечивает рост механической скорости проходки и улучшение технико-экономических показателей бурения за счёт увеличения частоты вращения долота по сравнению с традиционным роторным бурением, в том числе с использованием только роторных управляемых систем.

4. Снижение уровня вибраций бурильной колонны имеет место при бурении скважины с использованием моторизованной роторной управляемой системы, состоящей из РУС + ВЗД, по сравнению с использованием только РУС или только ВЗД, что может быть объяснено уменьшением влияния эффекта Stick-Slip.

Список используемых источников

1. Балденко, Д. Ф. Особенности рабочего процесса и характеристики винтовых забойных двигателей в режиме вращения бурильной колонны / Д. Ф. Балденко, Ф. Д. Балденко // Бурение и Нефть. — 2019. — № 11. — С. 8–13.

2. Балицкий, В. П. Анализ крутильных колебаний бурильной колонны — «Stick Slip» эффекта и его влияние на процесс бурения / В. П. Балицкий, Д. Л. Заиков // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2015. — № 4. — С. 2–8.

3. «Газпром нефть» успешно провела испытание первой роторной управляемой системы, спроектированной и изготовленной в России. 2015. <https://aftershock.news/?q=node/345160&full> (дата обращения 13.08.2021).

4. «Газпром нефть» подтвердила надёжность российской роторно-управляемой системы для бурения скважин. 2020. <http://burintekh.ru/company/pcenter/news/42256/> (дата обращения 13.08.2021).

5. Долгопольский, А. Л. Разработка стратегии предотвращения «прихватов–проскальзываний» при бурении в неоднородных твёрдых породах / А. Л. Долгопольский, К. А. Каматов // Инженерная практика. — 2015. — № 3.

6. Закиров, А. Я. Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства / А. Я. Закиров // «ПРОнефть». — 2016. — № 2. — С. 43–47.

7. Литвиненко, В. С. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами / В. С. Литвиненко, М. В. Двойников // Записки Горного института. 2019. Т. 235. С. 24–29. DOI: 10.31897/PMI.2019.1.24.

БУРЕНИЕ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ — БУРОВЫЕ СИСТЕМЫ, РАЗРАБОТАННЫЕ В ПАО «ТАТНЕФТЬ»

Ахмадишин Ф. Ф.

Сведения об авторе

Ахмадишин Фарит Фоатович,

кандидат технических наук,

начальник отдела бурения

института «ТатНИПИнефть»

ПАО «Татнефть».

E-mail: ffa@tatnipi.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: БУРЕНИЕ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ, РАЗБУРИВАЕМОЕ ДОЛОТО, ИЗОЛЯЦИЯ ЗОН ОСЛОЖНЕНИЙ ОБСАДНЫМ БУРЕНИЕМ, СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ С ВРАЩЕНИЕМ.

Бурение толщи неустойчивых аргиллитов, слабосцементированных песков, раздробленных доломитов сопровождается осложнениями — это осыпи, обвалы стенок скважины. Для устранения указанных осложнений используется, как правило, метод повторного бурения — это многократные проработки интервала осложнений путём увеличения скорости вращения бурильной колонны, подачи бурового раствора, прокачек высоковязких и утяжелённых пачек бурового раствора. Длительность проработок в осложнённой скважине занимает от 7 до 14 суток, что приводит к увеличению стоимости строительства скважины. Назначение проработки состоит в том, чтобы обеспечить беспрепятственное обсаживание скважины.

Метод бурения с использованием обсадной колонны (обсадное бурение) позволяет уменьшить вышеуказанные издержки бурения (проработки), т. к. интервал осложнений можно изолировать сразу после вскрытия их обсадным бурением. Интерес в отрасли к обсадному бурению в последние 10 лет возрастает, но предложений для удовлетворения спроса недостаточно и, как правило, они поступают от зарубежных сервисных компаний.

В институте «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» разработаны технологии бурения с использованием обсадных труб, которые изложены ниже.

Обсадное бурение с использованием долота разбуриваемого типа

Институтом «ТатНИПИнефть» совместно с ООО «Перекрыватель» создано долото PDC разбуриваемого типа, которое прошло стендовые и про-



Рисунок 1 — Долото после разбуривания
(слева на рисунке — долото после разбуривания,
справа на рисунке — продукты разбуривания)

Рисунок 2 —
Долото +
обсадная колонна

мысловые испытания. Указанное долото на специальном стенде института «ТатНИПИнефть» испытано на разбуриваемость долотом PDC (рисунок 1).

В скважине № 11378 Черноозерского месторождения проведено испытание обсадного бурения с использованием опытного долота разбуриваемого типа, оснащённого специальным портом для цементирования и обсадных труб диаметром 168 мм с резьбовым соединением ТМК UP CWB (рисунок 2). Пробурен роторным способом интервал 52–402 м с механической скоростью 14,8 м/час.

После достижения глубины 402 м проведено цементирование обсадной колонны через промывочные отверстия долота с оставлением цементного стакана 37 м над долотом. Для разбуривания цементного стакана и опытного долота использовано серийное долото PDC. Продолжительность разбуривания опытного долота составило 4,5 мин.

Опытное обсадное бурение с долотом разбуриваемого типа с применением обсадных труб диаметром 168 мм проведено по полному циклу «бурение /крепление/разбуривание» при бурении и креплении кондуктором скважины № 11378 Черноозерского месторождения. Пробурено 350 м с механической скоростью 14,8 м/час. Обсажен кондуктором интервал 0–402 м. Скважина пробурена без отклонений от проектного графика.

Обсадное бурение с использованием расширяемых обсадных труб и долота разбуриваемого типа

Целевое назначение расширяемых труб — это локальная бесцементная изоляция зоны осложнения, которая может быть зоной поглощения, осыпания или флюидопроявления. Изоляция с указанными трубами — это набор отдельных буровых операций, выполняемых последовательно, а именно: бурение, определение границ зоны, подготовка участка зоны для расширяе-

мых в неё труб, посадка труб с гидравлическим расширением, рейс для механической вальцовки. Перечисленные операции занимают много времени, и закономерно возникает вопрос: как уменьшить их количество? Возникла идея совместить бурение с локальной изоляцией, т. е. бурить проблемную зону на профильных трубах, и как только зона будет пробурена, то сразу изолировать её от скважины путём расширения профильных труб.

Профильные трубы при расширении (созданием внутритрубного давления) крепко прижимаются к стенкам скважины — это известный эффект. Механической вальцовкой (вращением роликовых вальцевателей) устранены неровности труб и обеспечен полезный диаметр для дальнейших буровых операций.

Опытное бурение на профильных шестилучевых расширяемых трубах с долотом PDC разбуриваемого типа диаметром 220,7 мм проведено в скважине. Опытное оборудование, получившее наименование «оборудование локального крепления скважины, собранное сварным способом в буровом варианте» (ОЛКСБ-220,7), представлено на рисунке 3. С применением ОЛКСБ-220,7 с осевой нагрузкой на долото 8–9 т при вращении ротором 40 об/мин, расходе промывочной жидкости 20 л/с и крутящем моменте 4–7 кНхм пробурен интервал 286–325 м с механической скоростью 9 м/час.

По достижении забоя 325 м в колонну бурильных труб вброшен дюралюминиевый шар. После посадки шара на долото давлением 19 МПа расширены



Рисунок 3 — ОЛКСБ-220,7

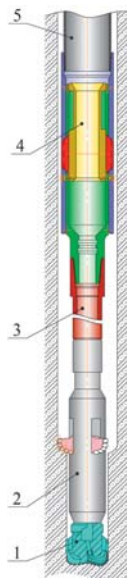


Рисунок 4 — Схема компоновки для обсадного бурения с извлечением долота
1. Долото. 2. Расширитель. 3. Забойный двигатель. 4. Устройство для соединения обсадной колонны с забойным двигателем. 5. Обсадная колонна

профильные трубы и натяжением бурильной колонны при давлении 18 МПа бурильная колонна рассоединена от колонны расширяемых труб. Развальцевателем роликовым РР-204 произведено развальцовывание расширяемых труб. Разбуривание долота 220,7 мм проведено долотом PDC диаметром 142,9 мм с осевой нагрузкой на долото 8–9 т, с оборотами ротора 40 об/мин. Время разбуривания долота составило 7 мин. Затем скважина обсажена кондуктором, составленным из обсадных труб диаметром 168 мм.

Обсадное бурение с извлечением долота

В указанном способе буровая компоновка (долото + расширитель + забойный двигатель) расположена в нижней части обсадной колонны и соединена с ней специальным устройством [1, 2] (рисунком 4). По окончании бурения компоновка извлекается с помощью бурильной колонны и обсадная колонна цементируется. В указанном способе предусмотрено применение обсадных труб с резьбовым соединением типа ОТТМ, т. к. приводом долота служит забойный двигатель.

Бурение на обсадном хвостовике

В данном способе для бурения используется составленный из обсадных труб с резьбовым соединением ОТТМ обсадной хвостовик и бурильная колонна, которые соединены специальной подвеской, передающей крутящий момент от бурильной колонны через обсадной хвостовик на долото

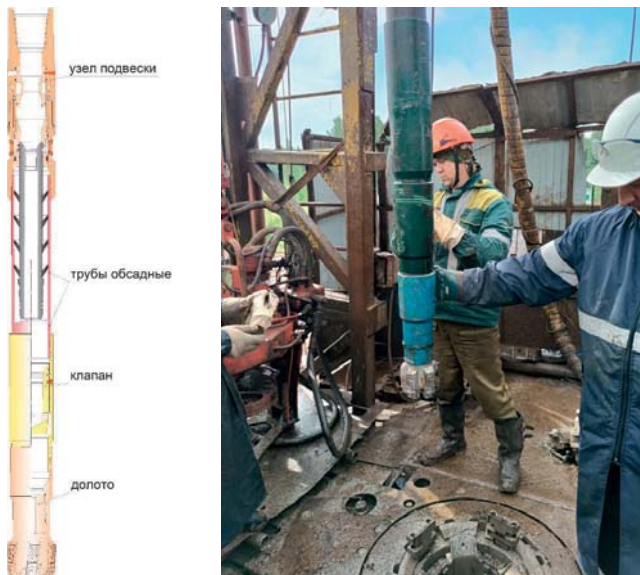


Рисунок 5 — Хвостовик для обсадного бурения

(рисунк 5). По окончании бурения проводится цементирование обсадного хвостовика, и бурильная колонна после сброса шара в неё рассоединяется от обсадного хвостовика. Этот способ испытан в ПАО «Татнефть» на скважине с боковым стволом. Опытным хвостовиком диаметром 114 мм пробурено 147 м в интервале 1791–1938 м со средней механической скоростью 4 м/час.

Список используемых источников

1. Патент 2663856 РФ, МПК E21B 7/20, E21B 7/28. Соединительный узел бурового инструмента с обсадной колонной / Ахмадишин Фарит Фоатович (RU), Киршин Анатолий Вениаминович (RU), Пронин Виталий Евгеньевич (RU), Оснос Владимир Борисович (RU); заявитель и патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В. Д. Шашина. — Заявка: 2017114692, 26.04.2017; опубликовано: 10.08.2018.

2. Патент на полезную модель 201342 РФ, E21B 7/20. Соединительный узел бурового инструмента с обсадной колонной / Киршин Анатолий Вениаминович (RU), Ахмадишин Фарит Фоатович (RU); заявитель и патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В. Д. Шашина. — Заявка: 2020128620, 28.08.2020; Опубликовано: 11.12.2020.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ ЗА СЧЁТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ НАДДОЛОТНОГО КАЛИБРАТОРА-ЭЖЕКТОРА

Сериков Д. Ю., Борейко Д. А., Соколов Н. Н.

Сведения об авторах

Сериков Дмитрий Юрьевич,

доктор технических наук,
профессор ФГАОУ ВО «Российский
государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И. М. Губкина».
E-mail: dr.serikov@rambler.ru

Борейко Дмитрий Андреевич,

кандидат технических наук, доцент,
заведующий кафедрой машин и оборудования
нефтяной и газовой промышленности
ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет».
E-mail: dboreiko@ugtu.net

Соколов Николай Николаевич,

старший преподаватель
кафедры машин и оборудования
нефтяной и газовой промышленности
ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И. М. Губкина».
E-mail: sokolovnn2010@rambler.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: БУРЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОВАЯ СКВАЖИНА, ЭЖЕКТОР, КАЛИБРАТОР, КОЛЬМАТАЦИЯ, ДОЛОТО, ПРОХОДКА, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Эффективность эксплуатации нефтегазовых скважин в значительной мере зависит от технологии их строительства, которая, в свою очередь, определяется геолого-техническими условиями бурения и вскрытия продуктивного пласта, неминуемо сопровождаемыми различными осложнениями, такими как интенсивное поглощение бурового раствора, аномально высокое или низкое пластовое давление и другими. В процессе реализации технологии строительства скважин приходится постоянно бороться с указанными негативными факторами с целью поддержания требуемых режимов работы.

Особое место в технологии строительства скважин занимает операция вскрытия продуктивного пласта. Существующие техника и технологии вскрытия основаны главным образом на бурении на депрессии, когда поддерживается отрицательное дифференциальное давление на забое скважины. Также известно успешное применение для целей вскрытия нефтегазового пласта на депрессии струйных насосов в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) для создания дополнительного контура циркуляции промывочной жидкости у забоя скважины, что позволяет создавать местную депрессию на пласт.

При бурении для борьбы с интенсивным поглощением бурового раствора, как и при первичном вскрытии пласта на депрессии, целесообразно производить кольматирующее воздействие на стенку скважины, которое позволяет не допускать проникновения промывочной жидкости в пласт или пластовых флюидов в скважину до окончания процесса бурения данного интервала. Эту задачу можно решить за счёт применения наддолотных устройств в КНБК, которые способны обрабатывать стенку ствола скважины.

Как известно, при наклонно-направленном бурении, особенно при многоствольном и кустовом бурении, когда скважины имеют сложный пространственный профиль, чаще всего над долотом для выравнивания ствола до номинального диаметра, снижения поперечных колебаний бурового инструмента устанавливается калибратор-центратор (опорно-центрирующий элемент КНБК) в целях стабилизации параметров кривизны ствола скважины. Однако это способствует увеличению гидравлического сопротивления в наддолотной зоне, что увеличивает дифференциальное давление на забое. Для увеличения скорости потоков с выбуренным шламом можно увеличить скорость истечения промывочной жидкости из насадок или разогнать их с помощью эжекционного устройства в этой зоне. Такое эжекционное устройство можно расположить в теле лопастного калибратора, модифицировав его конструкцию и перераспределив потоки промывочной жидкости. Создание за счёт использования различных эжекционных систем зон «разряжения» над забоем позволяет снизить дифференциальное давление над забоем и увеличить механическую скорость проходки путём разрядки пласта или пор и улучшения очистки забоя.

В связи с этим для увеличения механической скорости бурения и проходки на инструмент на основе использования вышеперечисленных факторов была разработана новая конструкция наддолотного прямолопастного калибратора-эжектора, оснащённого эжекционными системами очистки скважины (рисунок 1).

Разработанная конструкция наддолотного калибратора-эжектора состоит из полого корпуса с выполненными в нём выходными и входными эжекционными каналами. На наружной поверхности корпуса выполнены чередующиеся через одну укороченные и длинные лопасти, армированные породоразрушающими элементами. В укороченных лопастях размещены вертикальные и горизонтальные эжекционные каналы, сообщающиеся между собой под углом 90°. Вертикальные эжекционные каналы направлены вверх, а на их концах установлены эжекционные насадки.

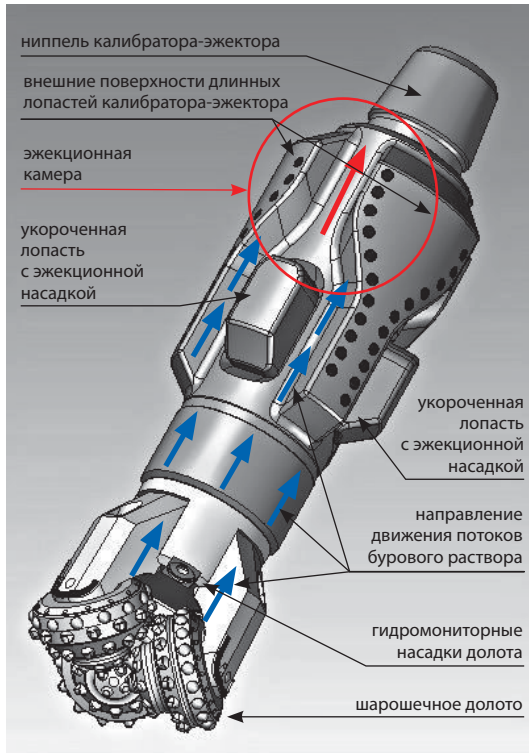
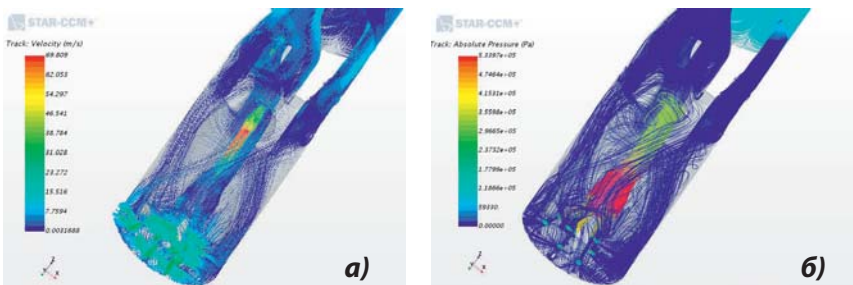


Рисунок 1 — Конструкция разработанного калибратора-эжектора

В работе проведён анализ двух гидравлических систем очистки бурового долота и призабойной зоны с использованием эффекта «разряжения» (при наличии эжекционных насадок) и без него (при отсутствии эжекционных насадок). Расчёты произведены при помощи программного средства Star CCM+ (рисунок 2).

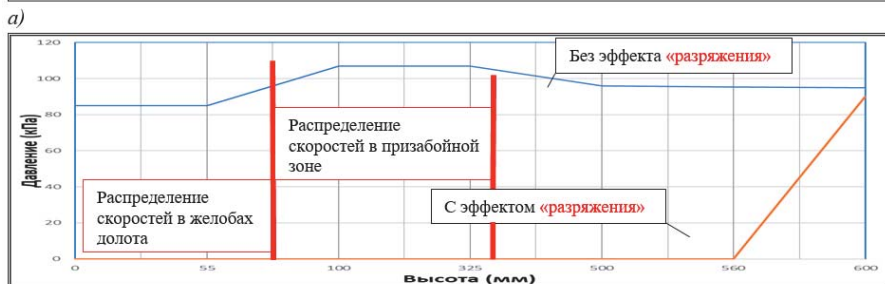
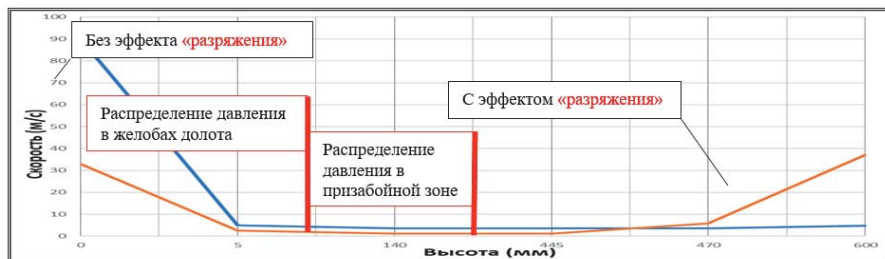


а — распределение скоростей потока; б — распределение абсолютного давления

Рисунок 2 — Результаты исследования потоков промывочной жидкости при работе калибратора-эжектора

Из рисунка видно, что после ударного взаимодействия с породой забоя скважины и передачи части кинетической энергии разрушаемой породе поток буровой жидкости перераспределяется по межлопастным проёмам долота и имеет скорость приблизительно 2,5 м/с. Скорость потока буровой жидкости на высоте 445 мм от забоя скважины, попадая в зону влияния эжекционного потока, истекающего из эжекционных насадок, а также за счёт постепенного сужения проходного сечения эжекционной камеры начинает быстро увеличиваться и на высоте 600 мм от забоя скважины, соответствующей выходу потока из эжекционной камеры, достигает величины 37 м/с, что в 7,5 раза больше скорости в аналогичном сечении системы очистки бурового долота без эжекционных насадок. Увеличение скорости также свидетельствует о более качественном и эффективном выносе разрушенной породы из призабойной зоны, следовательно, улучшается эффективность очистки зоны работы инструмента и бурового долота в целом.

Кроме того, по рисунку 2б видно, что от забоя скважины и до высоты 560 мм от него возникает зона разряжения, где величина абсолютного давления не превышает величины 100 Па. Возникновение данной зоны, очевидно, связано с влиянием эжекционных потоков, истекающих из эжекционных насадок в призабойную зону со скоростью около 70 м/с и воссоздающих эффект высасывания бурового раствора, обогащённого шламом из зон, находящихся за ними. Далее, на высоте от 560 мм до 600 мм от забоя скважины, следует резкое повышение абсолютного давления, величина которого изме-



б)

а — изменение скорости потока; б — изменение абсолютного давления

Рисунок 3 — Графики изменения скорости потока буровой жидкости и абсолютного давления по высоте призабойной зоны

няется от 0,1 кПа до 90 кПа, последняя величина абсолютного давления соответствует зоне около выхода потока из эжекционных камер. Для наилучшего сравнения поведения потоков двух систем очистки были построены графики изменения скорости потока буровой жидкости от высоты и изменение абсолютного давления по высоте призабойной зоны (рисунки 3).

Проведённые исследования показали эффективность применения эжекционных устройств для создания областей пониженного давления в призабойной зоне за счёт эффекта «разряжения». Данные области имеют значительное влияние на весь поток буровой жидкости в призабойной зоне и способствуют улучшению процесса очистки бурового долота и удаления значительно большего объёма разрушенной породы по сравнению со стандартной системой очистки бурового долота без эффекта «разряжения». Проведённые исследования демонстрируют необходимость внедрения подобных систем очистки бурового инструмента с использованием эффекта «разряжения» более эффективной и качественной очистки от шлама как бурового долота, так и всей призабойной зоны в целом.

По результатам теоретических исследований была разработана новая конструкция калибратора-эжектора и изготовлены опытные образцы (рисунок 4), которые в настоящее время проходят стадию промышленных испытаний.

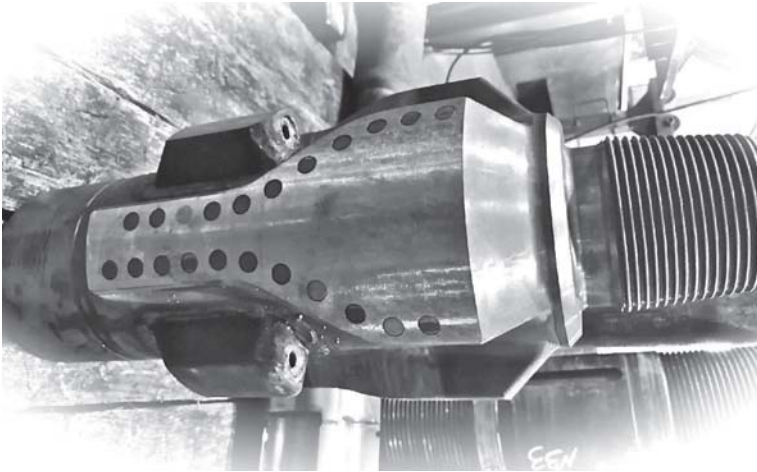


Рисунок 4 — Опытный образец калибратора-эжектора КЭ215,9-3Л

Применение предложенного бурового калибрующего эжекционного агрегата позволит повысить эффективность бурения нефтяных и газовых скважин любой конфигурации за счёт увеличения разрушающей способности вооружения и снижения энергоёмкости процесса разрушения породы, что в конечном итоге даст возможность повысить проходку и механическую скорость и тем самым снизить стоимость проведения буровых работ.

Список используемых источников

1. Ищук, А. Г., Сериков, Д. Ю. Шарошечный буровой инструмент. — М. : «МДМпринт», 2021. — 303 с.
2. Богомолов, Р. М. Методы повышения эффективности разрушения горных пород при бурении скважин шарошечными долотами : дис. ...докт. техн. наук / 25.00.15. — М. : НПО «Буровая техника — ВНИИБТ», 2001. — 434 с.
3. Сериков, Д. Ю., Панин, Н. М., Васильев, А. А. Наддолотный калибратор. Пат. РФ на изобр. № 2725711 (E21B 10/26), опубл. Б. И. № 19 от 03.07.2020.
4. Эйгелес, Р. М. Разрушение горных пород при бурении. — М. : Недра, 1971. — 231 с.
5. Сериков, Д. Ю., Панин, Н. М., Мягков, К. А. Калибратор. Пат. РФ на изобр. №2725712 (E21B 10/26), опубл. Б. И. № 19 от 03.07.2020.
6. Повалихин, А. С. Освоение инновационных технологий строительства скважин на основе опорно-технологического бурения / А. С. Повалихин, В. Ю. Близнюков // Инженер-нефтяник. — М. : ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз», 2014. — № 2. — С. 5–9.
7. Близнюков, В. Ю. Научные основы управления разработкой рациональных конструкций глубоких и сверхглубоких скважин в сложных горно-геологических условиях. дис. ...докт. техн. наук / 25.00.15. — Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2007. — 529 с.

ВЫСОКОИНГИБИРУЮЩИЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ (НРВМ) КАК ЧАСТЬ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПОДХОДА К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Войтенко Д. Н., Прошин А. О., Фролов М. П., Шепелев В. И., Кожухов С. В.,
Усманов А. М., Шокин Е. А.

Сведения об авторах

Войтенко Дмитрий Николаевич,

кандидат геолого-минералогических наук,
руководитель
технологической службы по буровым растворам
ООО «Технологическая Компания Шлюмберже».
E-mail: DVoitenko@slb.com

Прошин Александр Олегович,

ведущий инженер
технологической службы по буровым растворам
ООО «Технологическая Компания Шлюмберже».
E-mail: AProshin@slb.com

Фролов Максим Павлович,

кандидат химических наук,
ведущий инженер
технологической службы по буровым растворам
ООО «Технологическая Компания Шлюмберже».
E-mail: MFrolov@slb.com

Шепелев Виталий Игоревич,

ведущий инженер
технологической службы по буровым растворам
ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»
E-mail: VShepelev@slb.com

Кожухов Сергей Владимирович,

ведущий инженер
технологической службы по буровым растворам
ООО «Технологическая Компания Шлюмберже».
E-mail: SKozhukhov@slb.com

Усманов Азат Мунирович,

ведущий инженер
технологической службы по буровым растворам
ООО «Технологическая Компания Шлюмберже».
E-mail: AUsmanov4@slb.com

Шокин Евгений Александрович,

ведущий инженер
технологической службы по буровым растворам
ООО «Технологическая Компания Шлюмберже».
E-mail: YShokin@slb.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: HIGH-PERFORMANCE WATER BASED MUD (HPWBM) / ВЫСОКОИНГИБИРУЮЩИЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ (HPWBM), CATFORCE, LITODRILL, ОРГАНИЧЕСКИЙ АМИННЫЙ ИНГИБИТОР, НЕУСТОЙЧИВЫЕ АРГИЛЛИТЫ, СТАБИЛЬНОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

К основным технологическим решениям, способным повысить эффективность строительства скважин, среди прочих относится использование высокоэффективных систем буровых растворов на водной основе (HPWBM) с органическими аминными ингибиторами [1], обеспечивающими максимальное предотвращение гидратации глин.

Опыт применения HPWBM системы буровых растворов на российских проектах

В настоящее время нами накоплен значительный опыт реализации проектов с применением HPWBM буровых растворов как за рубежом, так и в России (более 200 скважин). Существует несколько ярких примеров подобных работ [2].

HPWBM на месторождениях Западной Сибири

Специфика бурения нефтяных и газовых скважин в Западной Сибири (высокая скорость бурения, значительное содержание в разрезе глинистых минералов разной стадии катагенеза, стремление к оптимизации стоимости строительства скважины) предопределила, что именно этот регион стал первым на территории России, где применение HPWBM приобрело массовый характер. Использование HPWBM позволило реализовать в Западной Сибири ряд уникальных проектов — например, строительство на месторождении, относящемся к структуре Сургутского свода, многоствольной скважины по оптимизированному дизайну с горизонтальными секциями и диаметром долота 220 мм, — для бурения которых первоначально в качестве технологического решения рассматривались только растворы на углеводородной основе. Основным отличием данного типа скважин от скважин классических конструкций является бурение единого интервала под комбинированную колонну (178/140 мм), объединяющего секции эксплуатационной колонны

и хвостовика. Подобное конструктивное решение повышает требования, предъявляемые к качеству бурового раствора (БР), поскольку подразумевает вскрытие протяжённого участка горных пород, значительно отличающихся по своим физико-химическим и геомеханическим свойствам.

Скважина была пробурена одним рейсом, суммарно за интервал комбинированной колонны было пройдено 4174 м, фактический объём выбуренного шлама составил 161 м³. С целью минимизации рисков загрязнения продуктивного пласта на точке Т1 (3084 м по стволу) произведено плановое частичное замещение (80 %) активного объёма бурового раствора. Выведенный из циркуляции при плановом замещении объём раствора был повторно использован при строительстве следующей скважины двухколонной конструкции.

Помимо индивидуального подхода к выбору дизайна бурового раствора и регулирования его свойств, были успешно внедрены следующие технологические мероприятия:

- проработка пробуренного интервала перед наращиванием;
- контроль и корректировка режимов бурения с учётом оценки индекса очистки, проводимой путём виртуального моделирования процесса работ с помощью специализированного программного обеспечения;
- калибровка открытого ствола скважины перед спуском обсадной колонны (ОК);
- обеспечение эффективности оборудования системы очистки не менее 75 %;
- целевое регулирование коэффициента влажности шлама в большую сторону для снижения наработки активного объёма выбуренной породой;
- минимизация временного фактора предварительной подготовки всех сервисов к бесперебойному выполнению работ;
- обеспечение двойного комплекта запасных элементов для бурового оборудования.

В рамках опытно-промысловых испытаний и тиражирования бурения с использованием HPWBM на рассматриваемом проекте было выполнено более 11 работ. Все успешно окончены спуском и креплением комбинированной колонны. Ранее на проекте все скважины двухколонной конструкции бурились только с использованием раствора на углеводородной основе (РУО).

Сравнительный анализ таких скважин, пробуренных с применением растворов РУО и HPWBM, показывает, что, несмотря на более сложные траектории (согласно расчёту DDI) и значительно большую протяжённость открытого ствола, которые могут иметь критическое значение при диаметре открытого ствола близком к номинальному, среднее время бурения, приведённое к 100 м проходки в интервале под комбинированную колонну, для системы HPWBM оказалось ниже и составило 1,80 час/100 м против 1,93 час/100 м для скважин, пробуренных с применением РУО, что, безусловно, является существенным достижением, доказывающим целесообразность рассмотрения на ряде проектов HPWBM в качестве альтернативного технологического решения относительно РУО.

Ещё одним примером, иллюстрирующим эффективность применения HPWBM, является строительство скважины в интервале неустойчивых аргиллитов Покачево-Савуйской пачки на месторождении, относящемся к Сургутскому НГР Среднеобской НГО. Зенитный угол вскрытия таких аргиллитов составлял 74–75° в азимутальном направлении, близком к диагонали максимальных горизонтальных напряжений, т. е. самом сложном направлении бурения с точки зрения обеспечения устойчивости пород, слагающих стенки скважины. В рамках выполнения данных опытно-промысловых испытаний успешно пробурена скважина с использованием последней генерации HPWBM — системы CATFORCE — и произведён спуск хвостовика Ø102 мм в штатном режиме [3]. Здесь, несмотря на сложные геологические условия, а также на малые кольцевые зазоры, накладывающие дополнительные ограничения на допустимую величину и интенсивность колебаний гидродинамического давления, применение CATFORCE способствовало укреплению аргиллитовой пачки, которая находилась во вскрытом состоянии в течение 12,5 сут без проявления признаков неустойчивости. Движение инструмента в процессе бурения было свободным, необходимость в дополнительных проработках данного участка отсутствовала.

HPWBM в Терско-Каспийской нефтегазоносной провинции

Одним из ярких примеров демонстрации возможностей HPWBM (система LITODRILL) стало строительство горизонтальных скважин через майкопские и хадумские глины в условиях геологической неопределённости в рамках реализации проекта на территории Ставропольского края.

В качестве дополнительного технологического решения, позволившего минимизировать риски возникновения поглощений бурового раствора, было предложено снижение его плотности до уровня пересечения границы риска малых и средних обрушений (1,58 г/см³) согласно геомеханической модели при условии ограничения времени нахождения ствола секции в открытом состоянии.

Также нами разработана методология оценки и контроля индекса ингибирования системы бурового раствора HPWBM (рисунок 1). Индекс ингиби-

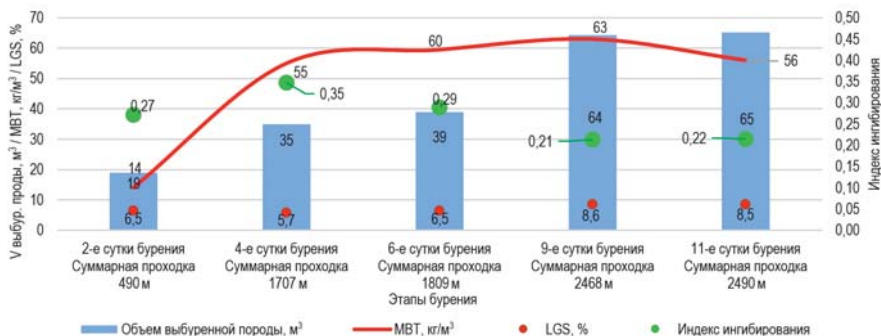


Рисунок 1 — Комплексный индекс ингибирования системы бурового раствора

рования (I) системы раствора на водной основе (РВО) на основе математического анализа имеет следующее формульное выражение:

$$I = \sum_{i=1}^n \frac{(A_i + P_i)}{LGS}, I =$$
, где: A_i — коэфф. эффективности ингибитора, P_i — концентрация ингибитора в растворе, LGS — твёрдая фаза низкого удельного веса [кг/м³]. Коэффициент эффективности A_i ингибиторов подобран экспериментально, в соответствии с их ингибирующим действием на смектиты, по результатам лабораторных исследований: $A_{K+,r/l} = 0,25$; $A_{\text{полиамины, л/м}^3} = 0,5$; $A_{\text{чГПАА, кг/м}^3} = 0,15$; $A_{\text{сиаланты, кг/м}^3} = 0,10$.

Показано, что только фактически измеренные концентрации ингибиторов и их контроль позволяли точно «настраивать» систему с учётом поставленных задач.

Кроме того, контроль ряда мероприятий с HPWBM в рамках интегрированного подхода к управлению процессом строительства скважины проводился путём постоянного гидравлического моделирования технологических операций, выполняемых и планируемых на скважине. Достижению высоких технико-экономических результатов способствовал высокий уровень программного обеспечения проекта для всех направлений сервиса.

С целью успешного спуска ОК Ø178 мм использовалась технология, позволяющая вращать и расхаживать обсадную колонну, производить проработку и промывку в любой момент времени без применения промывочного переводника.

Описанный межсегментный (межсервисный) интегрированный подход к оптимизации процесса строительства скважин доказал свою технологическую и экономическую эффективность и позволил впервые в регионе успешно построить девять горизонтальных скважин.

Опыт применения в Тимано-Печорском регионе

Строительство скважин в данном регионе в интервале технической колонны (Ø245 мм) с использованием обычных пресных полимер-глинистых растворов (ПГР) всегда сопровождается целым комплексом осложнений, связанных с разбуриванием до 1000 м высококоллоидальных карбоновых глин с аномальным внутренним поровым давлением: посадками, затяжками, механическими прихватами бурового инструмента, многочисленными проработками и шаблонировками ствола скважины, интенсивной наработкой бурового раствора, требующей его разбавления.

Нами было предложено впервые испытать HPWBM на данном интервале (скважина № 1П, Кэрлайское месторождение). Использование HPWBM при бурении обеспечило стабильные значения параметров бурового раствора (рисунки 2), сохранность выбуренного шлама, минимальную наработку и разбавление бурового раствора (таблица 1). Эффективность предложенного дизайна HPWBM в процессе ингибирования гидратации глинистых пород подтверждается пропорциональностью размера частиц выбуриваемого шлама и МСП ($V_{\text{МСП}} = 10 \text{ м/ч} — \text{Ø}10\text{--}12 \text{ мм}$; $V_{\text{МСП}} = 40 \text{ м/ч} — \text{Ø}45\text{--}55 \text{ мм}$), а также отсутствием признаков агломерации частиц выбуренной породы на протяжении всего интервала прохождения «активных» глин, что оказало положительное влияние на процесс их транспортировки в кольцевом пространстве.

Учитывая технологическую возможность повторного применения HPWBM при бурении последующих скважин, приведённая стоимость промывочной жидкости на скважину оказывается ниже в сравнении с базовым вариантом исполнения с полимер-глинистым раствором, несмотря на более высокую стоимость высокоингибированной системы бурового раствора, выраженную в руб./м³. При оценке экономического эффекта следует также учесть и снижение объёмов утилизации отработанного бурового раствора. В целом оценка эффективности таких систем в данном регионе осталась не до конца изученной и требует расширения масштабов испытаний.

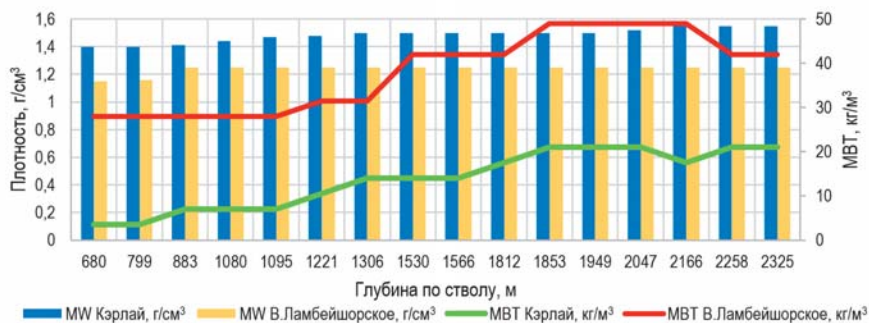


Рисунок 2 — Изменение параметра МВТ при фактических плотностях раствора, HPWBM на Кэрлайском месторождении и ПГР на Восточно-Ламбейшорском месторождении

Таблица 1 — Снижение объёмов приготовления при использовании HPWBM

Месторождение	Восточно-Ламбейшорское				Кэрлайское
	1/21	1/31	7/42	9/9Р	
Скважина	1/21	1/31	7/42	9/9Р	1П
Тип БР	ПГР				HPWBM
Объем БР/100 м проходки, м ³	37,95	37,42	43,55	42,42	26,95

Заключение

Показанные примеры успешной реализации сложных и технологически нестандартных проектов по строительству нефтегазовых скважин подтверждают возможность и целесообразность поиска альтернативных технологических решений в области буровых растворов, которые могут стать эффективным элементом в системе интегрированного управления качеством бурения скважин.

В связи со сложившейся экономической ситуацией поиск и технологически обоснованное внедрение новых подходов к повышению эффективности бурения должны стать приоритетным направлением развития как для отрасли в целом, так и для каждого участника рынка бурения в частности. Такой

подход, безусловно, будет способствовать снижению импортозависимости НГК России от внешних факторов и предотвращению дефицита ключевых компонентов буровых растворов на рынке, а как следствие — стабилизации прогрессивного роста цен в сегменте буровых растворов.

Список используемых источников

1. Мосин, В. А. Устойчивость глинистых пород при бурении нефтяных и газовых скважин / В. А. Мосин. — Технологическая Компания Шлюмберже, 2017. — 424 с.
2. Ignatyev S., Voitenko D. High-Performance Inhibitive Water-Base Fluid System for Drilling Challenging Wells. SPE-191510-18RPTC-MS, SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October, 2018;
3. Шокин Е. А. [и др.]. Опыт применения новой катионной системы бурового раствора CATFORCE в условиях строительства скважин методом ЗБС / Е. А. Шокин [и др.] // БУРЕНИЕ И НЕФТЬ. — 2021. — № 9. — С. 27–32.

ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ МОНИТОРИНГА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Двойников М. В., Куншин А. А., Стариков В. В.

Сведения об авторах

Двойников Михаил Владимирович,
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой бурения скважин
Санкт-Петербургского горного университета.
E-mail: Dvoynikov_MV@pers.spmi.ru

Куншин Андрей Андреевич,
кандидат технических наук,
научный ассистент кафедры бурения скважин
Санкт-Петербургского горного университета.
E-mail: Kunshin_A2@pers.spmi.ru

Стариков Виталий Васильевич,
студент кафедры энергетики
геолого-геофизической инфраструктуры и общества
университета Хериот-Уатт.
E-mail: vs2014@hw.ac.uk

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СКВАЖИНА, ОПТИМИЗАЦИЯ, УПРАВЛЕНИЕ, РЕЖИМНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, ДИНАМИКА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ, ВИБРАЦИИ И ШОКИ ДОЛОТА, МЕХАНИЧЕСКАЯ УДЕЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ.

В лабораториях научного центра «Арктика» Горного университета проведены исследования петрофизических и геомеханических свойств образцов горных пород. На основе четвёртой теории прочности и теории Пальмгрена — Майнера, описывающих совместное действие осевой и поперечной составляющих виброускорений компоновки низа бурильной колонны, разработана математическая модель, позволяющая с применением искусственных нейронных сетей прогнозировать эффективное распределение механической удельной энергии на долото при бурении скважин. Разработан алгоритм определения требуемой статической нагрузки на компоновку низа бурильной колонны и технологии её регулирования для эффективного разрушения горной породы за счёт сопоставления петрофизических данных по разрезу скважины и прогнозирования результирующего ударного импульса долота. Подтверждена эффективность разработанных математических зависимостей и алгоритмов опытно-промышленными испытаниями

при бурении скважины на научно-испытательном полигоне «Нефтяник» Горного университета.

Постановка задачи

Работа посвящена разработке технологии для оптимизации режима бурения скважин путём регулирования и прогнозирования сбалансированности системы статической и динамической составляющих фактической нагрузки на долото на основе интерпретации данных виброускорений (рисунок 1), геомеханических свойств горных пород и технологических параметров, получаемых в режиме реального времени с датчиков телеметрии в компоновке низа буровой колонны (КНБК) [1].

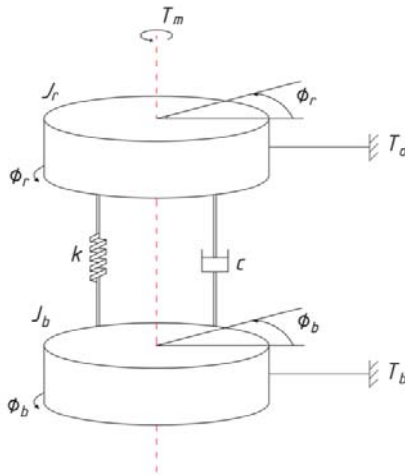


Рисунок 1 — Модель крутильных вибраций колонны

Здесь J_r и J_b — моменты инерции БК и КНБК, соединённые между собой пружиной с жёсткостью k и затуханием c . Тогда уравнения движения системы (1) будут записываться следующим образом:

$$\begin{cases} J_r \ddot{\Phi}_r + c(\dot{\Phi}_r - \dot{\Phi}_b) + k(\Phi_r - \Phi_b) = T_m - T_d \dot{\Phi}_r, \\ J_b \ddot{\Phi}_b - c(\dot{\Phi}_r - \dot{\Phi}_b) - k(\Phi_r - \Phi_b) = -T_b \dot{\Phi}_b \end{cases} \quad (1)$$

где Φ_r и Φ_b — угловые смещения БК и КНБК, м; T_m — вращающий момент, сообщаемый двигателем, Нхм; T_d и T_b — моменты силы трения БК и КНБК, Нхм.

представляет собой момент на долоте и влияние нелинейных сил трения вдоль УБТ. Хотя модели, подобные описываемой, относительно просты для анализа, иногда точнее колебания БК описывает волновая модель [2].

Для расчёта упруго-деформируемого стержня в работе рассматриваются осевые колебания, возникающие в КНБК, считая колонну пружинной [2–7].

Методы, использовавшиеся для решения поставленной задачи

Проведены экспериментальные исследования (рисунок 2) по установлению диапазона продольных и поперечных деформаций горных пород с разными петрофизическими и физико-механическими свойствами.



Рисунок 2 — Испытательная установка MTS 815

Для исследования деформации использовались терригенные породы с твёрдостью от 60 до 170 МПа и другие типы пород по литолого-стратиграфическому разрезу Среднего Приобья (Западная Сибирь) (например, рисунок 3), (таблица 1).

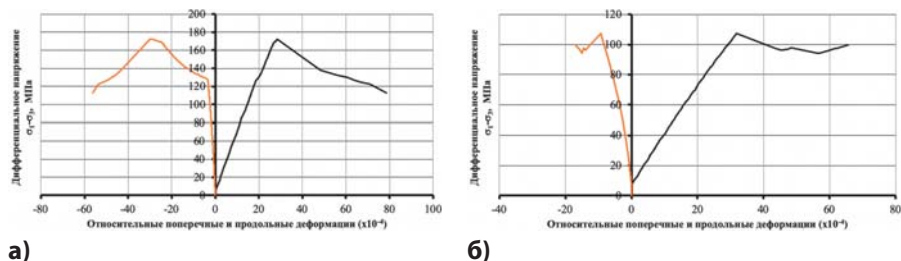


Рисунок 3 — Физико-механические свойства образцов горных пород, где а — песчаник-левритистый, б — алевролит

Таблица 1 — Прочностные характеристики горных пород

Наименование породы	Коэффициент Пуассона	Твердость, МПа
Глинистый сланец	0,11	20
Известняк	0,32	50
Алевролит	0,35	107
Гранит	0,27	166
Песчаник алевритистый	0,28	172
Кварц	0,15	216

Из таблицы 1 видно, что для песчаника-алевритистого продольная деформация составляет от 0,28 мм до 0,79 мм и для алевролита — от 0,33 мм до 0,65 мм. Данные показатели деформации горных пород принимаются в качестве параметра — глубины резания при разрушении породы в ходе составления программных алгоритмов.

Разный тип керна подбирался для последующего прогнозирования ударно-вращательного импульса долота PDC по всему интервалу бурящейся скважины.

На основе лабораторных исследований трёхосного сжатия горных пород, данных с датчиков телеметрии и геофизических скважинных автоматизированных систем предложен алгоритм определения требуемой нагрузки на КНБК и технологии её регулирования для эффективного разрушения горной породы за счёт сопоставления петрофизических данных по разрезу скважины и прогнозирования результирующего ударно-вращательного импульса долота PDC.

Первая часть алгоритма основана на расчёте изменения напряжённого состояния бурильной колонны, потери её устойчивости за счёт превышения статической нагрузки на долото PDC над осевой жёсткостью стержня, её динамической составляющей, образующейся в результате крутильных колебаний и воздействия осевых и боковых вибраций вследствие разрушения горной породы долотом PDC. При этом возникающий от приложения избыточной осевой нагрузки ударно-вращательный импульс КНБК характеризуется виброускорением, глубиной проникновения резца долота в горную породу и её резания (скола) (рисунок 4).

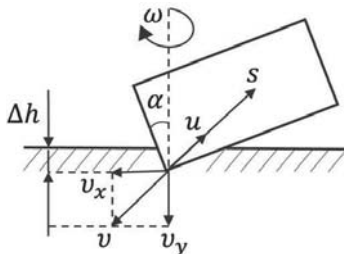


Рисунок 4 — Схема косоугольного удара PDC-вставки, где α — угол наклона индентора долота, град.; u — скорость отражённой механической волны, м/с; S — импульс при ударе, Н × с

Вторая часть алгоритма включает расчёт минимально необходимого для разрушения породы виброускорения для любого значения частоты вращения долота PDC. Определённый диапазон минимального виброускорения позволяет использовать осевые колебания для повышения механической скорости проходки, при этом энергия будет в наибольшей степени затрачиваться на разрушение породы, а при превышении — излишняя энергия, высвобождаемая в виде механической волны вследствие удара долота о породу, рассеивается в колонне бурильных труб и образует крутильные вибрации.

На основе разработанного алгоритма составлена математическая модель, позволяющая прогнозировать эффективное распределение механической удельной энергии (MSE) при помощи полносвязных нейронных сетей в процессе бурения скважин (рисунок 5) [8].

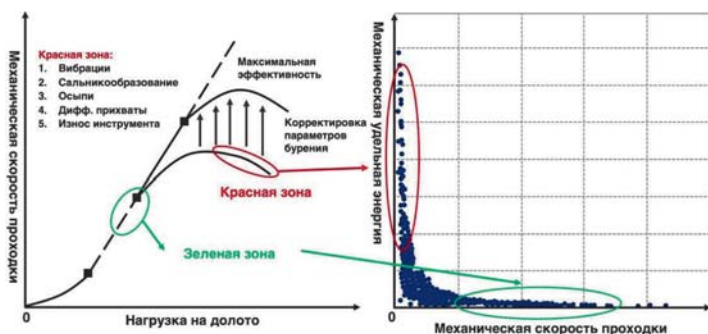


Рисунок 5 — Механизм определения зон осложнений при помощи MSE

Для анализа промысловых данных применён метод машинного обучения — полносвязная нейронная сеть прямого распространения [9]. Метод хорошо подходит для решения задач классификации данных в случае отсутствия или невозможности расчёта параметров вероятностного распределения и меры расстояний, характеризующейся отклонением прогнозируемого значения от фактического по каждому из параметров [10].

Выбрана архитектура полносвязной нейронной сети с одним скрытым слоем и двумя выходными нейронами. Один из выходных нейронов сигнализирует о наличии крутильных вибраций, другой описывает стабильность параметров (рисунок 6).

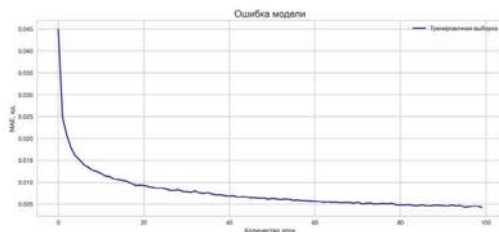


Рисунок 6 — Обучение модели

На вход нейронная сеть воспринимает восемь параметров: нагрузка на долото; вес на крюке; крутящий момент; механическая скорость проходки; частота вращения; диаметр скважины; гамма-каротаж; давление на стояке.

В качестве основы для разработки математической модели использовалась гипотеза малости деформации, четвёртая теория прочности и линейная теория накопления усталостных напряжений Пальмгрена — Майнера, описывающие совместное действие осевой и поперечной составляющих виброускорений КНБК. Для описания соотношения прикладываемых осевых и поперечных сил введён коэффициент разгрузочной способности КНБК k , представленный как отношение осевой энергии k вращающей. На основе четвёртой теории прочности E_o и E_b формируют соответствующий тензор напряжений σ_1 (сжатие) и σ_3 (сдвиг) для расчёта энергоэффективной нагрузки на долото PDC.

Для оценки энергоэффективности разрушения породы на забое в процессе бурения рассчитывается полная удельная энергия (MSE). Энергоэффективность бурения горной породы достигается, когда значение MSE приближается к значению предела прочности на её одноосное сжатие [8].

Для верификации математической модели проводился корреляционный анализ при помощи коэффициента корреляции Пирсона, показавший достоверность на уровне 92 %.

Выводы

Верификация разработанной математической модели и алгоритма осуществлена в ходе опытно-промысловых испытаний при бурении скважины самоходной буровой установкой GM 200 GL на научно-испытательном полигоне «Нефтяник» Горного университета и на основе промысловых данных месторождения Вольв (Volve) шельфа Северного моря.

Технология контроля и управления динамической нагрузкой на долото позволит получить следующие результаты:

1. Снизить затраты энергии на бурение до 10–20 % с сохранением скорости бурения.
2. Сохранить долговечность крепи скважины.
3. Увеличить дебит за счёт снижения проникновения мелкодисперсного шлама в призабойную зону продуктивного пласта регулированием торсионных колебаний КНБК.
4. Сократить непроизводительное время за счёт снижения аварийности и увеличения срока службы оборудования КНБК.

Список используемых источников

1. Двойников, М. В. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин / М. В. Двойников, А. А. Куншин // Деловой журнал Neftegaz.RU. — М. : ООО Информационное агентство Neftegaz.RU. — 2020. — № 4. — С. 169–171.

2. Tucker R. W., Wang C. (1999) On the effective Control of Torsional Vibrations in Drilling Systems. *Journal of Sound and Vibration*. UK: Crossref. Elsevier, v. 224, pp. 101–122. DOI: 10.1006/jsvi.1999.2172.

3. Navarro-Lopez E., Cortes D. Sliding-mode of a Multi-DOF oil Well Drill String with Stick-Slip Oscillations. *Proceedings of the 2007 American Control Conference*. USA: IEEE, 2007, pp. 3837–3842. DOI: 10.1109/ACC.2007.4282198.

4. Saldivar M. B., Boussaada I., Mounier H., Mondié S., Niculesc S. I. (2014) An Overview on the Modeling of Oilwell Drilling Vibrations. *IFAC Proceedings Volumes*, v. 47. South Africa: Elsevier, pp. 5169–5174. DOI: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.00478.

5. Saldivar M. B., Mondie S., Loiseau J. J., Rasvan V. (2011) Stick-slip Oscillations in Oil Well Drill Strings: Distributed Parameter and Neutral Type Retarded Model Approaches. *18th IFAC World Congress*, Italy: IFAC, pp. 284–289. DOI: 10.3182/20110828-6-IT-1002.00084.

6. Tucker R. W., Wang C. (1999) On the Effective Control of Torsional Vibrations in Drilling Systems. *Journal of Sound and Vibration*. UK: Crossref. Elsevier, v. 224, pp. 101–122. DOI: 10.1006/jsvi.1999.2172.

7. Dvoynikov M. V., Kunshin A. A., Blinov P. A., Morozov V. A. (2020) Development of Mathematical Model for Controlling the Drilling Parameters with a Screw Downhole Motor. *International Journal of Engineering (IJE) — IJE TRANSACTIONS A: Basics*, July 2020, volume 33, no 7, pp. 423–1430. DOI: 10.5829/IJE.2020.33.07A.30.

8. Буслаев, Г. В. Исследование влияния удельной механической энергии на подбор оптимальных параметров режима бурения / Г. В. Буслаев, А. А. Куншин, В. В. Стариков // *Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море»*. — М. : ПАО «ВНИИОЭНГ». — 2020. — № 6. — С. 10–13.

9. Буслаев, Г. В. Опыт применения искусственных нейронных сетей для прогнозирования оптимальных параметров режима бурения скважин / Г. В. Буслаев, А. А. Куншин, Г. М. Сергеев, В. В. Стариков, М. М. Павлов // *Научный журнал российского газового общества*. — М. : ООО «Издательство «Граница»». — 2019. — № 2. — С. 51–55.

10. Буслаев, Г. В. Прогнозирование и предупреждение осложнений в процессе бурения при помощи методов искусственного интеллекта и машинного обучения / Г. В. Буслаев, А. А. Куншин, М. М. Павлов, В. В. Стариков // *Научный журнал российского газового общества*, М. : ООО «Издательство «Граница»». — 2021. — № 2. — С. 38–43.

СТРОИТЕЛЬСТВО МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН С УСТРОЙСТВАМИ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПОДСТИЛАЮЩЕЙ ВОДОЙ

Ишимов И. А., Слепцов Д. И., Головацкий Ю. А., Воробьев Д. В.

Сведения об авторах

Ишимов Иван Андреевич,

начальник отдела
геологии и геофизики Baker Hughes.
E-mail: ivan.ishimov@bakerhughes.com

Слепцов Дмитрий Игоревич,

заместитель генерального директора,
главный геолог ООО «РИТЭК».
E-mail: Dmitry.Sleptsov@lukoil.com

Головацкий Юрий Артёмович,

начальник отдела
разработки Baker Hughes.
E-mail: yury.golovatskiy@bakerhughes.com

Воробьев Дмитрий Владимирович,

начальник управления
геологии и разработки Baker Hughes.
E-mail: dmitriy.vorobyev@bakerhughes.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МНОГОЗАБОЙНАЯ СКВАЖИНА, ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН, УСТРОЙСТВО КОНТРОЛЯ ПРИТОКА (УКП), ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, ВЫСОКОВЯЗКАЯ НЕФТЬ, НЕФТЕГАЗОВЫЕ ОТОРОЧКИ.

В последние годы нефтяные компании в России и за рубежом всё активнее начинают разрабатывать трудноизвлекаемые запасы, в том числе нефтяные оторочки. Большинство таких месторождений были открыты уже давно, но активно не вводились в разработку по причине наличия других, более традиционных и дешёвых альтернатив и отсутствия доступных рентабельных технологий. Одним из способов разработки нефтяных оторочек является строительство горизонтальных или многозабойных скважин (МЗС), оборудованных устройствами контроля притока (УКП).

Разработка нефтяных оторочек с высоковязкой нефтью вертикальными скважинами не всегда рентабельна. Горизонтальные скважины показывают

хорошие эксплуатационные характеристики, но, как и для вертикальных, для них актуальны проблемы прорывов воды или газа. Локальное конусообразование резко снижает дебит нефти, и бороться с ним малоэффективно (рисунок 1).



Рисунок 1 — Схематичное изображение прорывов воды и газа в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах

Для разработки нефтяных оторочек хорошо зарекомендовали себя горизонтальные или многозабойные (или многоствольные) скважины, оборудованные устройствами контроля притока. Такие скважины отличаются высоким охватом по площади, возможность интервально регулировать приток позволяет быстро реагировать на обводнение или прорыв газа.

Совершенствование технологий бурения горизонтальных и многозабойных скважин, налоговые льготы на разработку месторождений высоковязкой нефти позволили нефтяным компаниям начать активную разработку месторождений, ранее считавшихся убыточными.

На рисунке 2 приведена типовая схема заканчивания горизонтальной скважины с УКП. Пакеры открытого ствола, разделяющие горизонтальный участок на сегменты, устанавливаются в нецементируемый хвостовик, каждый сегмент оснащён необходимым количеством фильтров с УКП. Поток жидкости из сегмента пласта попадает на противопесчаный фильтр, затем в устройство контроля притока и далее в ствол скважины.

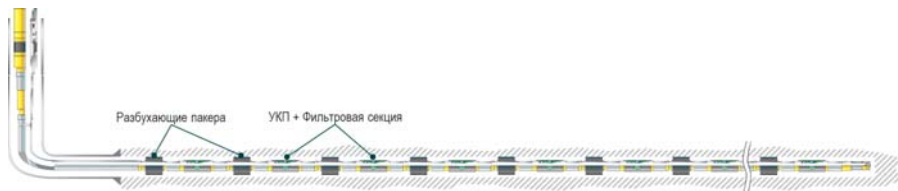


Рисунок 2 — Типовая схема заканчивания горизонтальной скважины с УКП

Устройство контроля притока сконструировано таким образом, что выполняет сразу две функции. Во-первых, чем больше жидкости проходит через него, тем большее сопротивление (перепад давления на устройстве) устройство будет оказывать потоку. В результате напротив высокопродуктивных интервалов депрессия на пласт уменьшается, перепад давления на устройстве значителен, а напротив низкопродуктивных, наоборот, депрессия на пласт максимальна, перепад давления на приборе незначителен. Это выравнивает

профиль добычи жидкости по стволу скважины и обеспечивает более равномерную выработку запасов (рисунк 3). Во-вторых, при прорыве нежелательной фазы (например, газа или воды с меньшей вязкостью) устройство либо полностью блокируется, либо оказывает ему значительное сопротивление.

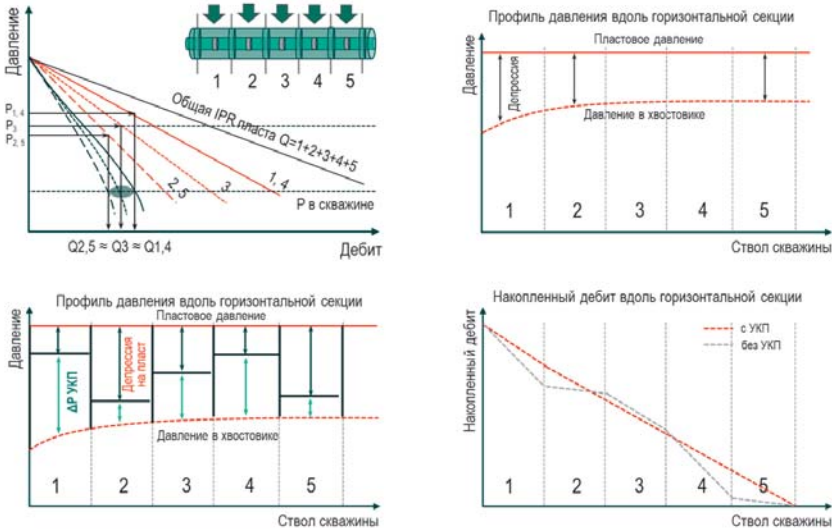


Рисунок 3 — Принцип работы Устройств Контроля Притока

Обзор различных типов устройств контроля притока и оборудования для заканчивания представлен на рисунке 4. Выбор устройства для конкретной скважины и его настройка перед заканчиванием производится по результатам моделирования с учётом распределения свойств (проницаемость, насыщенность и пр.) вдоль горизонтального ствола (по данным геофизических исследований скважин [ГИС]). Дополнительно каждый сегмент



Рисунок 4 — Устройства контроля притока и оборудования заканчивания (на примере оборудования компании Baker Hughes)

может быть оснащён индикатором притока. Это позволит определить состав и объём притока из каждого интервала при последующей эксплуатации скважины. Высокообводнённые интервалы горизонтального ствола могут быть полностью изолированы с помощью сдвижной муфты, управляемой специальным ключом на насосно-компрессорных трубах (НКТ) или гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ).

Компоновки заканчивания скважин достаточно гибки к геологическим и технологическим факторам, что позволяет организовывать более сложные конструкции скважин. Например, дополнительная установка сдвижной муфты для многократного гидравлического разрыва пласта (ГРП) позволяет проводить кислотный либо проппантный ГРП отдельно в любом выбранном интервале.

Для многозабойной скважины типа Fishbone (тип заканчивания Technology Advancement for Multi Laterals [TAML] 1) основной ствол заканчивают аналогичным образом. Бурение боковых стволов производится роторными управляемыми системами или забойным двигателем. Поток с каждого бокового ствола через приёмный модуль с УКП попадает в основной обсаженный ствол скважины. Более сложные типы многоствольного заканчивания скважин (TAML 3, 4) позволяют обсадить как основной ствол скважины, так и боковые стволы, с избирательным доступом к боковым стволам, оборудованным УКП.

Многoletний опыт строительства горизонтальных и многоствольных скважин с различными типами устройств регулирования притока в зависимости от геологии месторождения и типа флюида показывает их существенные преимущества при разработке нефтяных оторочек, пластов с подстилающей водой и других сложных нефтяных коллекторов. Более высокая стоимость многозабойной скважины по сравнению с горизонтальной связана с увеличением времени бурения (горизонтального ствола и боковых стволов), применением роторно-управляемых систем, услугами геонавигации по пласту с помощью приборов каротажа во время бурения, УКП, пакеров и т. д. Но значительное увеличение продуктивности и накопленной добычи многозабойными скважинами позволяет обеспечить экономическую эффективность, даже несмотря на более высокую стоимость по сравнению с традиционными горизонтальными скважинами.

Далее рассмотрены результаты строительства многозабойной скважины с УКП на месторождении высоковязкой нефти с подстилающей водой, а также её работа в течение трёх лет после ввода в эксплуатацию. Рассматриваемое месторождение расположено в Поволжье, разработка месторождения началась в 2010 г. Целевой пласт — Б2, бобриковский горизонт. Залежь массивная терригенная, слабо расчленённая, фильтрационные свойства высокие. Средняя пористость по ГИС составляет 20 %, проницаемость — 2 мкм², глубина залежи — ~1600 м, температура — ~38 °С, нефть высоковязкая: $\mu = 210$ мПа·с. Чистонептяной зоны нет, залежь с подстилающей водой. Средняя нефтенасыщенная мощность пласта составляет 4,5 м, мощность водоносной части пласта — около 20 м.

Первоначально пласт разрабатывался вертикальными и горизонтальными скважинами с фильтрами без заколонных пакеров, стандартная длина горизонтального участка составляла 300 м. Такие скважины показывали быстрое увеличение обводнённости за счёт прорывов воды без возможности дальнейшего снижения дебита воды. Достижение целевого коэффициента извлечения нефти с использованием действующих скважин не представляется возможным. Извилистость горизонтальных стволов при неоднородности пласта вызывает дисбаланс притока в горизонтальном участке и приводит к локальным прорывам воды, после чего в добыче преобладает фаза с существенно низкой вязкостью без возможности её ограничения и изоляции.

Скрининг методов повышения нефтеотдачи (МУН) не выявил эффективных вторичных методов для условий месторождения. К рассмотрению было предложено строительство многозабойной скважины с двумя боковыми стволами типа Fishbone.

Конструкция заканчивания скважины предусматривает оснащение каждого бокового ствола фильтрами для снижения риска обрушения и снижения выноса песка при добыче. Хвостовики боковых стволов фиксируются наддувными пакерами. Основной ствол оборудован фильтрами с УКП и сдвижными муфтами напротив каждого бокового ствола. После боковых стволов основной ствол разделен на четыре интервала набухающими пакерами, в каждом из которых также установлены фильтры с УКП и сдвижными муфтами. Поток из каждого бокового ствола через фильтр с УКП попадает в основной ствол. Сдвижные муфты позволяют выборочно отключать боковые стволы при регистрации их обводнения. В случаях обводнения основного ствола или его интервалов также возможна их изоляция. Схема заканчивания боковых стволов и основного ствола скважины представлена на рисунке 5.

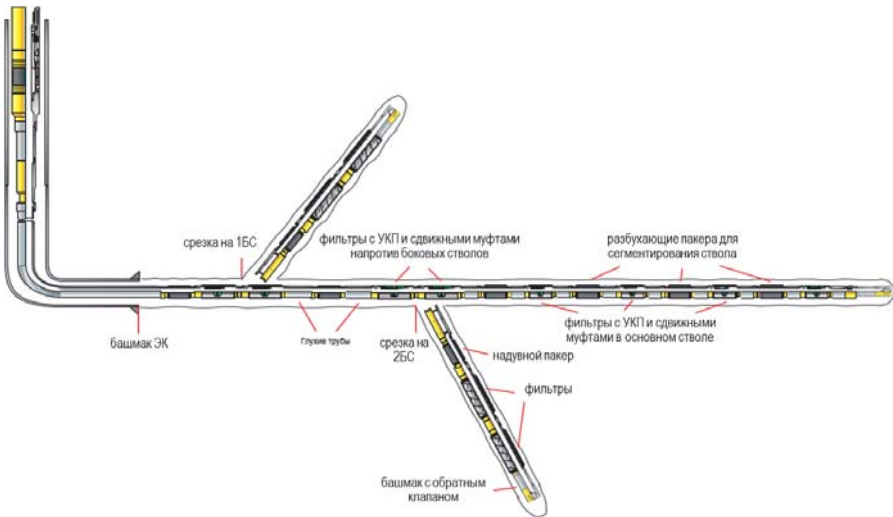


Рисунок 5 — Схема компоновки заканчивания скважины

Скважина была пробурена с помощью винтового забойного двигателя (ВЗД), при бурении горизонтальных стволов использовался каротаж глубокого азимутального измерения удельного сопротивления AziTrak™ (картограф границ).

После запуска в добычу скважина дала приток чистой нефти. Результаты работы скважины показаны на *рисунке 6*. Скважина характеризуется длительным периодом работы безводной нефтью, текущая обводнённость составляет около 85 %, при достижении обводнённости более 95 % существует потенциал изоляции портов (стволов) по результатам выполнения промыслово-геофизических исследований (ПГИ). На данный период характеристика добычи МЗС превосходит показатели горизонтальных скважин на месторождении.

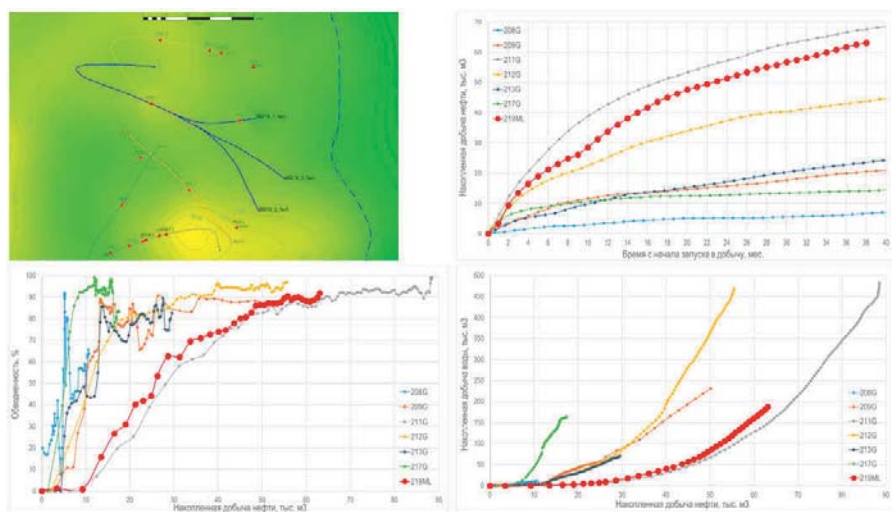


Рисунок 6 — Характеристики работы скважины

В статье описана работа многоствольной скважины с УКП на месторождении высоковязкой нефти с подстилающей водой. Прошедшие годы показали значительные преимущества в результатах добычи скважины, оборудованной УКП, по сравнению с обычными. Высокий охват площади обеспечил накопленную добычу нефти, а динамика обводнённости была снижена за счёт применения УКП. Пилотные работы по строительству скважины были признаны успешными, и в настоящее время началось тиражирование технологии на аналогичных объектах.

Актуальность работы связана с широким распространением подобных коллекторов в Среднем и Нижнем Поволжье. На таких месторождениях имеется большой потенциал использования технологий контроля притока в нижнем заканчивании для добычи трудноизвлекаемых запасов (тяжёлая нефть, нефтегазовые оторочки).

РАЗРАБОТКА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ ТРУБНОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ

Мальцев Г. Д.

Сведения об авторе

Мальцев Георгий Дмитриевич,
ведущий специалист
центра по техническим продажам
премиальных видов продукции
на внутреннем рынке ПАО «ТМК».
E-mail: MaltsevGD@tmk-group.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ, ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ, ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННЫЕ ЛИФТОВЫЕ ТРУБЫ (ТЛТ).

Введение

Трубная Металлургическая Компания (ПАО «ТМК») производит широкий спектр трубной продукции, в том числе трубы из коррозионностойких сплавов, трубы лифтовые теплоизолированные (ТЛТ), а также нарезные нефтегазовые.

Сегмент Премиум является быстроразвивающимся направлением. Строительство ERD-скважин, реализация SAGD-проектов, условия НР/НТ, а также применение современных технологий бурения (спуск и цементирование с вращением, бурение на обсадной колонне и т. п.) обуславливают необходимость применения премиальных резьбовых соединений.

Актуальность

В последние годы наблюдается тенденция к усложнению технологии бурения на территории Российской Федерации. В основном это связано с освоением всё более сложных геологических и трудноизвлекаемых запасов, в результате чего наблюдается динамика увеличения длины горизонтальных интервалов в добывающей скважине. Согласно данным аналитической компании RPI, в период 2006–2016 гг. количество горизонтальных скважин в России увеличилось в 5 раз (*рисунок 1*) [1].

В связи с активным освоением нефтегазового потенциала континентального шельфа РФ растёт число проектов разведки и разработки нефтегазовых месторождений, нефтегазовые компании всё чаще ведут разработку шельфовых проектов. Конструкции морских скважин, как правило, — гори-

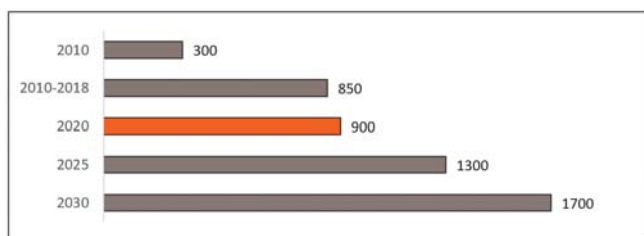


Рисунок 1 — Средняя длина горизонтальных участков

зонтальные, с большим отходом от вертикали. К трубной продукции и резьбовым соединениям предъявляются повышенные требования в отношении эксплуатационных характеристик — для снижения рисков.

Поколения соединений Премиум

Следуя за развитием нефтегазовой отрасли, ПАО «ТМК» регулярно расширяет линейку резьбовых соединений класса Премиум ТМК UP™, разрабатывая актуальные решения для самых сложных условий.

Расширение продуктовой линейки невозможно без проведения научно-исследовательских работ. На текущий период такие работы ведутся в направлении высокомоментных муфтовых соединений.

Во время спуска обсадных труб в горизонтальную скважину колонна испытывает разные нагрузки, которые зависят от рассматриваемого участка. Основным критерием успешного спуска является выполнение следующего условия: $W1 > W2$. Значение конечной силы на участках зависит от коэффициентов трения, действующих в открытом и обсаженном стволах. Рассмотрим более подробно каждый случай (рисунок 2).



Рисунок 2 — Условие спуска обсадной колонны в горизонтальный интервал

1. Вертикальный и наклонно-направленный. На данном участке действуют положительные силы (полезные) W_1 , от величины которых зависит величина финального забоя и, следовательно, длина горизонтального участка. В случае если сила тяжести (вес колонны) превышает силу сопротивления, спуск колонны можно проводить без вращения.

2. Наклонно-направленный и горизонтальный. На данном участке действуют отрицательные силы W_2 , которые препятствуют движению колонны. Поэтому при переходе в более наклонный участок сила сопротивления растёт, и необходимо применять резьбовые соединения с эффективностью на сжатие 100 %.

3. При более высоких нагрузках в горизонтальных интервалах, возникающих вследствие высоких сил трения, необходимо перевести коэффициент трения скольжения в коэффициент трения качения, соответственно, для обеспечения спуска колонн до проектной глубины требуется вращать колонну. Применение соединений только с эффективностью на сжатие 100 % становится недостаточным, поэтому для спуска в протяжённые горизонтальные интервалы требуется применение резьбовых соединений с высоким операционным моментом.

Помимо осевых сжимающих усилий, на тело трубы и резьбовое соединение в наклонно-направленном участке действуют изгибающие нагрузки, а также внутреннее и внешнее давление. Всё это влияет на выбор резьбового соединения и требует проверки работоспособности соединений.

В связи с этим разработано соединение TMK UP Momentum GT, которое обеспечивает операционный момент на 30 % выше классических премиальных соединений.

Соединения серии TORQUE предназначены для безопасного вращения обсадных колонн при строительстве скважин сложных траекторий и ERD-скважин; они выдерживают 100-процентную нагрузку относительно тела трубы при действии как растягивающих нагрузок, так и сжимающих. Обсадные трубы с соединением TMK UP Momentum GT предназначены для строительства шельфовых и самых важных нефтегазовых проектов.

Также примером успешной реализации научно-технического потенциала является разработка и применения на шельфовых проектах резьбовых соединений TMK UP Magna (для обсадных труб большого диаметра) и TMK UP Centum — равнопрочным соединением телу трубы (эффективность на сжатие — 100 %).

Дополнительно стоит отметить, что при строительстве нефтяных и газовых скважин большое значение имеет фактор времени.

Анализ стоимости строительства скважин показывает, что значительную долю стоимости скважины составляют временные показатели, поэтому сокращение времени строительства скважин является актуальной задачей.

Одним из резервов сокращения продолжительности является оптимизация времени на буровой путём применения быстросборного соединения TMK UP Magna на больших диаметрах (324 мм и выше).

Благодаря двум ключевым характеристикам соединения ТМК UP Magna — увеличенной конусности, что допускает большую несоосность при свинчивании, и уменьшенному шагу резьбы (три витка на дюйм) — сокращается время свинчивания соединений до 24 %. Это позволяет сэкономить на строительстве и ускорить ввод скважины — следовательно, приблизить этапы добычи и реализации нефти.

Эксплуатация в коррозионно-активных средах

Кроме этого, в портфеле компании представлен ряд разработанных продуктовых линеек SS, 13Cr, HC, предназначенных для решения любых задач, связанных со значительным содержанием сероводорода, углекислого газа, высокими сминающими давлениями.

В коррозионной среде важно предотвратить скопление флюида с содержанием агрессивных компонентов по следующим причинам:

- в случае с CO_2 это приводит к язвенной коррозии;
- в случае с H_2S это приводит к коррозионному растрескиванию трубы (муфты).

Главной задачей при использовании труб в коррозионно-активных средах являются обеспечение сплошности трубы по внутреннему диаметру и предотвращение накопления молекул H_2S или CO_2 .

Так, для решения данных задач на шельфовых проектах Северного Каспия также применяются газогерметичные резьбы ТМК UP Momentum GT, ТМК UP PF, ТМК UP Centum.

Список используемых источников

1. Динамика эксплуатации бурения и числа скважин, законченных строительством, в России в 2006–2016 годах // ЦДУ ТЭК: аналитический отчет «Российский рынок бурения: текущее состояние и прогноз до 2027 года». RPI. 2017.

2. Агишев, А. Р., Рекин, С. А. [и др.]. Применение упорного резьбового соединения для эффективного заканчивания горизонтальных скважин /А. Р. Агишев, С. А. Рекин, А. М. Павлов, Д. А. Федосеев // Бурение и нефть. — 2018. — № 10. — С. 24–28.

ПОЛИФОРМ — ВОДНЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БУРЕНИЯ НА МОРЕ В УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ

Ноздря В. И., Выродов В. С., Арутюнова Е. А., Головашкин А. В.

Сведения об авторах

Ноздря Владимир Иванович,

кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор
ООО «НПК Спецбурматериалы».
E-mail: npk@scsbm.ru

Выродов Виктор Сергеевич,

заведующий лабораторией
буровых растворов, материалов и реагентов
ООО «НПК Спецбурматериалы».
E-mail: vyrodov@scsbm.ru

Арутюнова Елена Александровна,

инженер
ООО «НПК Спецбурматериалы».
E-mail: arutyunova@npk.scsbm.ru

Головашкин Алексей Владимирович,

начальник службы
по контролю производства
АО «НПО «Полицелл».
E-mail: mail@npo-polycell.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: БУРОВОЙ РАСТВОР, «ПОЛИФОРМ», БУРЕНИЕ НА МОРЕ, СЕРОВОДОРОДНАЯ АГРЕССИЯ, ВЫСОКАЯ ИНГИБИРУЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ, ПРИКАСПИЙСКАЯ ВПАДИНА.

Прикаспийская впадина занимает обширную территорию Восточно-Европейской платформы и относится к числу важнейших нефтегазоносных регионов с многокомпонентным составом пластовых флюидов, содержащих наряду с углеводородными и значительное количество неуглеводородных компонентов (сероводород и двуокись углерода).

Освоение нефтегазоносных месторождений в подсолевых карбонатных отложениях Прикаспийской впадины характеризуется сложными горно-геологическими и термобарическими условиями. В результате этого в процессе разработки новых сероводородсодержащих месторождений следует

учитывать требования, предъявляемые к используемым технологиям, а также к совершенствованию состава и свойств применяемых экономически эффективных буровых растворов, обеспечивающих недопущение возникновения негативного влияния на окружающую среду.

С учётом требований в области охраны окружающей среды в лаборатории буровых растворов ООО «НПК «Спецбурматериалы» была оптимизирована и внедрена в промышленное производство система экологичного бурового раствора «Полиформ», разработанного в АО «НПО «Полицилл».

Система бурового раствора «Полиформ» включает в себя концентрат и полимерную (водную) часть. Концентрат состоит из сульфопроизводных лигнина, солей, спиртов, смазочных и модифицирующих компонентов и поставляется на скважину в готовом виде. Полимерная (водная) часть содержит традиционные реагенты (структурообразователь и понизитель фильтрации), позволяющие при необходимости регулировать реологические и фильтрационные свойства промывочной жидкости, и готовится на скважине. Рекомендуемое соотношение концентрата с полимерной водной частью составляет 25/75. Для увеличения плотности бурового раствора «Полиформ» возможно применение мраморных и баритовых утяжелителей.

Буровой раствор «Полиформ» является экологически безопасной, нетоксичной, пожаро- и взрывобезопасной системой. По воздействию на организм человека (параметрам токсикометрии) он относится к классу малоопасных соединений.

Цель оптимизации системы бурового раствора «Полиформ» — это получение высокоингибированной промывочной жидкости, предназначенной для бурения нефтяных и газовых скважин в регионах с высокоактивными глинами и солевыми пропластками в условиях высоких температур, в том числе на Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ). На начальном этапе бурения буровой раствор «Полиформ» должен иметь плотность 1,18 г/см³, на конечном этапе бурения — плотность 2,0 г/см³, при этом сохранять оптимальные реологические и фильтрационные характеристики, удовлетворяющие требованиям для каждого интервала.

Лабораторные исследования бурового раствора «Полиформ» для условий бурения скважин Астраханского ГКМ

1. Изучение влияния мраморного утяжелителя 1–40 мкм на реологические параметры бурового раствора

Результаты по утяжелению представлены в *таблице 1*. Таким образом, при утяжелении бурового раствора мраморным утяжелителем отмечено незначительное увеличение пластической вязкости с сохранением низких показателей фильтрации.

2. Имитация «нагрузки» бурового раствора выбуренной породой

Для имитации насыщения бурового раствора выбуренной породой использовали глинистый шлам (6 % на объём раствора). Реологические и фильтрационные параметры бурового раствора представлены в *таблице 1*.

3. Имитация рапопроявления

Тест заключался в определении реологических и фильтрационных параметров бурового раствора после добавления галита до «насыщения» (23 % на объём жидкости) в целях имитации загрязнения бурового раствора минерализованной водой. Результаты оценки приведены в *таблице 1*. Исходя из полученных данных, можно сделать вывод о слабом влиянии хлористого натрия при попадании его в систему раствора, т. к. реологические параметры увеличились несущественно.

4. Изучение влияния баритового утяжелителя на реологические параметры бурового раствора

Была проведена оценка влияния барита на свойства бурового раствора. Результаты по утяжелению представлены в *таблице 1*.

Таблица 1 — Технологические параметры бурового раствора «Полиформ» для каждого интервала бурения скважин Астраханского ГКМ

Наименование параметра	Т замера, °С	Плотность, г/см ³	Ф ЛРПТ, см ³ /30 мин	Ф НРПТ, см ³ /30 мин	Угол закручивания пружины ротационного вискозиметра, об/мин		PV, мПа·с	ДНС, дПа	СНС1/10 мин, дПа
					600	300			
					ПОЛИФОРМ (25/75)	23			
+ мрамор	23	1,20	0,8	-	85	55	30	120	21/25
+ глинистый шлам	23	1,23	0,8	-	116	73	43	144	23/29
+ галит	50	1,3	-	1,6	68	40	33	96	18/23
+ барит	50	2	-	3	209	119	90	139	38/91
	85	2	-	4	162	91	71	96	29/124

5. Тестирование реологических и фильтрационных свойств бурового раствора до и после термостатирования

Буровой раствор подвергался термостатированию в вальцовой печи при 105 °С в течение 16 часов. После вскрытия ячеек термостарения расслоения бурового раствора не наблюдалось. Реологические характеристики и фильтратоотдача бурового раствора практически не изменились, что свидетельствует о высокой термостабильности бурового раствора. Технологические параметры бурового раствора до и после термостатирования представлены в *таблице 2*.

Таблица 2 — Технологические параметры бурового раствора «Полиформ» до и после термостатирования

Наименование параметра	Т замера, °С	Плотность, г/см ³	Фильтрация НРПТ, см ³ /30 мин	Угол закручивания пружины ротационного вискозиметра, об/мин		PV, мПа*с	ДНС, дПа	СНС1/10 мин, дПа
				600	300			
				До термостарения	85			
После термостарения	85	2,1	*8,8	168	99	69	144	34/96

* Фильтрация НРПТ определялась при температуре 105 °С и давлении 500 psi.

6. Исследование бурового раствора на тестере линейного набухания (LSM) на образцах глинистого керна

Установлено, что максимальное увеличение глинистого образца в среде бурового раствора «Полиформ» за 24 часа составило 7,5 %, что указывает на беспрецедентно высокую ингибирующую активность «Полиформ», аналогичную РУО [1].

7. Исследование сохранения устойчивости ствола скважины и предотвращения обвалообразования при бурении скважины

Эксперимент проводили при выдержке прессованных цилиндрических образцов усреднённого глинистого бурового шлама в буровом растворе «Полиформ» в динамическом режиме при скорости вращения 1000 ± 50 об/мин в течение двух часов, что является модельной интерпретацией разрушения стенок скважин. Далее определялась влажность образцов и потери в массе в расчёте на сухой шлам. Результаты представлены в *таблице 3*.

Таблица 3 — Результаты ингибирования раствором «Полиформ» образцов бурового шлама

Наименование	Масса исходная, г	Масса конечная, г	Влажность исходная, %	Влажность конечная, %	Потери по сухому, %
«Полиформ»	20,00	25,81	9,00	24,94	-5,34

Увеличение массы прессованного цилиндрического образца свидетельствует о создании на поверхности образца плотной фильтрационной корки, усиливающей ингибирующий эффект бурового раствора. Буровой раствор «Полиформ» прошёл испытания на устойчивость стенок скважины в течение шести часов инкубации, столбик сохранился.

С учётом полученных данных в ходе исследования отмечено, что у бурового раствора «Полиформ» достигнуты оптимальные характеристики, что свидетельствует о возможности его использования на всех интервалах бурения скважины, модифицируя регуляторами реологии и фильтрации, а также утяжелителями с учётом требуемых плотностей промывочной жидкости на последующих интервалах. Помимо этого, при эффективной работе системы очистки допускается повторное использование бурового раствора «Полиформ» на последующих скважинах.

Так, начиная с 2018 г. система бурового раствора «Полиформ» успешно используется при бурении скважин Астраханского ГКМ, в юго-западной части Прикаспийской впадины (Прикаспийская НГП), в 60 км к северо-востоку от города Астрахани.

Бурение на АГКМ осуществляется в сложных горно-геологических условиях, для которых характерны перемежающиеся пласты с аномально высокими и низкими пластовыми давлениями (АВПД и АНПД), а также мощные толщи соленосных пород (700–1200 м). При этом сказывается воздействие и ряда иных природных факторов: присутствие в породах-коллекторах пла-

стовых флюидов с высоким содержанием агрессивных кислых компонентов — сероводорода H_2S (до 30 %) и углекислого газа CO_2 (до 20 %), высокое начальное пластовое давление в основном продуктивном горизонте (до 62 МПа) при повышенной пластовой температуре (до 110 °С) [2].

Специально подобранная рецептура бурового раствора «Полиформ», обладающая повышенной нейтрализующей способностью и устойчивостью к воздействию сероводорода, позволила обеспечить безопасность буровых работ в условиях сероводородной агрессии, предупредить аварии и осложнения, возникавшие из-за наличия сероводорода в пластовых флюидах.

Полученные результаты применения бурового раствора «Полиформ» при бурении скважин АГКМ позволяют отметить ряд преимуществ по сравнению с другими промывочными жидкостями, применяемыми ранее на аналогичных интервалах скважин месторождения [3].

Использование системы бурового раствора «Полиформ» при бурении скважин АГКМ позволило уменьшить количество прихватов и сальникообразований благодаря высоким ингибирующим свойствам, было получено снижение расхода химических реагентов и увеличение механической скорости бурения. Необходимо отметить высокий потенциал применения бурового раствора «Полиформ» в сложных горно-геологических условиях, включая зоны АВПД.

Система бурового раствора «Полиформ» является перспективной разработкой для экологически безопасного бурения как на море, так и на суше; её возможно применять при бурении нефтяных и газовых скважин в регионах с высокоактивными глинами и солевыми пропластками, а также в условиях сероводородной агрессии и высоких температур.

Данная система подвержена относительно быстрому биологическому разложению, и отработанный буровой раствор может быть использован в качестве удобрения для почвы.

Использование разработанной системы бурового раствора «Полиформ» позволяет получить следующие конкурентные преимущества:

— сохранность коллекторских свойств продуктивных пластов на уровне первоначальных;

— снижение объёма наработки раствора при эффективности контроля его структурно-реологических параметров;

— обеспечение оптимальных гидравлических параметров промывки скважин для достижения высоких механических скоростей бурения в глинисто-аргиллитовых разрезах;

— повышение качества крепления обсадных колонн в интервалах слабосцементированных глинисто-песчаных породах;

— полную индифферентность к полиминеральной агрессии и растворению хемогенных пород;

- высокую степень очистки раствора стандартным оборудованием и возможность повторного использования раствора;
- устойчивость к агрессии кислых газов;
- экологичность и безопасность для персонала (простота утилизации).

Список используемых источников

1. Внедрение экологичных структурированных гидрогелевых буровых растворов на основе растительного сырья / В. И. Ноздря [и др.] // Бурение и нефть. — 2017. — № 10. — С. 36–41.
 2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — 2-е изд., испр. и доп. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2015. — 316 с.
- Практический опыт использования и перспективы применения экологически безопасной системы бурового раствора «Полиформ» в Астраханском регионе / В. И. Ноздря [и др.] // Нефть. Газ. Новации. — 2018. — №. 6. — С. 24–27.

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ МЕЖКОЛОННЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ НА ЭТАПЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Пономаренко Ю. В., Дубицкий С. С., Корепин О. В.

Сведения об авторах

Пономаренко Юрий Владимирович,
менеджер по развитию бизнеса
ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)».
E-mail: yponomarenko@welltec.com

Дубицкий Сергей Станиславович,
старший инженер
по заканчиванию скважин
ООО «Велтэк Ойлфилд Сервисес (РУС)».
E-mail: sdubitskiy@welltec.com

Корепин Олег Васильевич,
менеджер
по реализации нефтесервисных услуг
по заканчиванию скважин.
E-mail: okorepin@welltec.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СОКРАЩЕНИЕ ЗАТРАТ НА РИР ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ МКД/МКП, ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ И ПЕРЕТОКОВ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН, ЦЕЛОСТНОСТЬ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ, МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ПАКЕРЫ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СОХРАННОСТИ ЦЕМЕНТА, МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ПАКЕРЫ ДЛЯ МЕЖИНТЕРВАЛЬНОЙ ИЗОЛЯЦИИ.

Проблематика межколонных проявлений на этапе строительстве скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях

Анализ месторождений углеводородов (в частности, месторождений газа и газоконденсата) в мире показывает, что от 30 % до 50 % действующего фонда скважин имеют проблематику с межколонным давлением (МКД). Применение традиционных методов ликвидации МКД после завершения строительства скважин является дорогостоящим и, как правило, неэффективным. Недропользователям необходимо найти эффективный метод предотвращения МКД на стадии строительства скважин с применением высокотехнологичного оборудования.

Проектная документация на строительство скважины не допускает наличие в межколонном пространстве избыточного давления и миграций газа.

Наличие МКД в скважинах может привести к реализации следующих рисков:

— Повышение уровня загазованности, вплоть до критических показаний допустимого газового фактора и загрязнения территории вокруг скважины вследствие просачивания межколонного флюида через соединения колонной головки и уплотнения запорной и контрольной арматуры межколонного пространства.

— Нарушение герметичности крепи скважины. Возможно образование неконтролируемых перетоков межколонных флюидов в верхние проницаемые горизонты и/или их выход на земную поверхность.

— Разрушение колонн, запорной арматуры вследствие критического повышения давления, постепенного увеличения масштабов утечки, коррозионного разрушения. При наличии мощного источника МКД и отсутствии цементного камня возможно фонтанирование по межколонному пространству скважины.

— Остановка скважин по предписанию контролирующих органов.

Причины и последствия возникновения МКД также подробно описаны в открытых материалах и источниках согласно Списку используемых источников.

Капитальный ремонт скважин с МКД представляет собой дорогостоящий процесс с низкой вероятностью достижения положительного результата. Сопутствующим отрицательным эффектом подобных операций является необходимость остановки работы скважины (глушение скважины и воздействие на продуктивный пласт жидкостью глушения) и невозможность дальнейшего выхода на прежние режимы работы скважины. Для большей части скважин ремонт невозможен по причине отсутствия проницаемости в зоне некачественного цементного камня. Стоит отметить, что по причине наличия критичных МКД возможна полная ликвидация скважин со значительным дебитом по газу и по газовому конденсату, а также дополнительных расходов на строительство новых скважин-дублёров.

На *рисунке 1* показан пример некачественного цементирования обсадной колонны (ОК), что впоследствии вызвало МКД и миграцию газа, была нарушена целостность конструкции скважины.



Рисунок 1 — Пример некачественного цементирования обсадной колонны

Применённое техническое решение

Для решения поставленных задач по предотвращению МКД было предложено включение в состав обсадных колонн заколонного металлического барьера, который представляет собой расширяемое цельнометаллическое устройство, обеспечивающее рассчитанные на повышенный перепад давления (дифференциальное давление) надёжную герметизацию кольцевого пространства и межинтервальное разобщение в течение всего срока эксплуатации скважины.

На *рисунке 2* показана схема установки заколонного металлического барьера на эксплуатационной скважине.

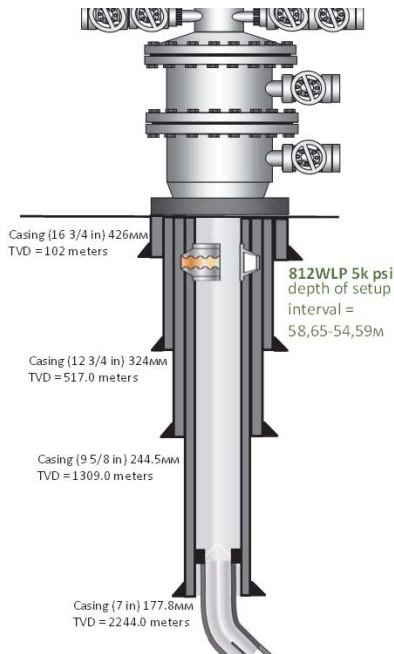


Рисунок 2 — Схема установки заколонного металлического барьера на эксплуатационной скважине

На *рисунке 3* схематично показан применённый заколонный металлический барьер, установленный в составе эксплуатационной ОК.

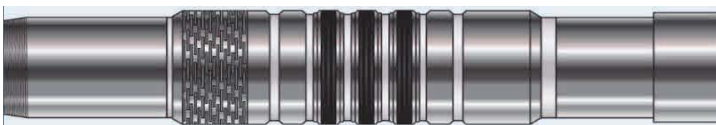


Рисунок 3 — Применённый заколонный металлический барьер, установленный в составе эксплуатационной ОК

Заколонные металлические барьеры соответствуют требованиям для пакеров по следующим стандартам:

- класс валидации V3 по стандарту ISO 14310 — при установке в интервале необсаженного ствола скважины;
- класс валидации V0 по стандарту ISO 14310 — при установке в интервале в обсаженном стволе скважины;
- оборудование произведено по стандарту ISO 9001.

Применённые заколонные металлические барьеры обеспечивают принципиально иной тип герметизации и имеют уникальные характеристики благодаря специально разработанному уплотнению, создаваемому гидравлически расширяемым металлическим корпусом. Металлический эластичный корпус монтируется на обсадной трубе, не уменьшая её внутренний диаметр (полнопроходной). Находясь под давлением, корпус расширяется и устанавливается в стволе скважины или обсадной колонне, создавая герметичное цельнометаллическое непроницаемое уплотнение. При гидравлическом расширении металлический корпус повторяет геометрию ствол / обсадной колонны, обеспечивая надёжное уплотнение. Данный процесс повышает устойчивость заколонного металлического барьера к перепаду давлений благодаря упрочнению металлического корпуса при расширении.

На *рисунке 4* схематично показан процесс активации заколонного металлического барьера, установленного в интервале предыдущей обсадной колонны.

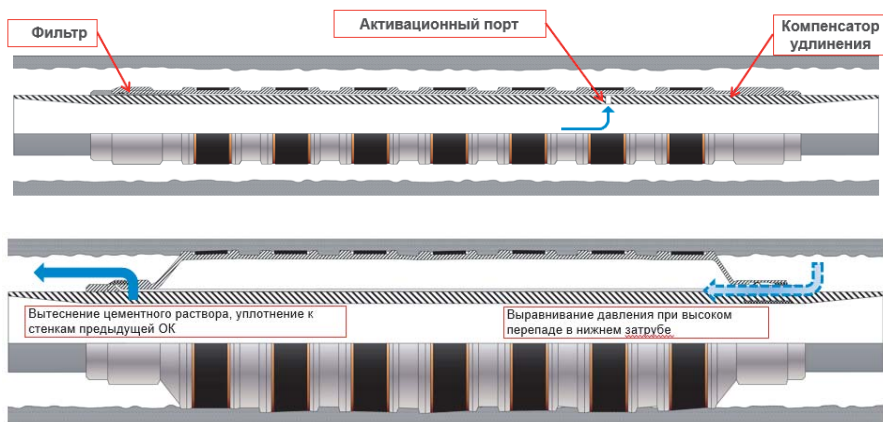


Рисунок 4 — Процесс активации заколонного металлического барьера, установленного в интервале предыдущей обсадной колонны

Процесс активации и расширения оборудования

Активация оборудования (открытие активационного канала) была произведена созданием первого цикла расчётного давления во внутритрубном пространстве эксплуатационной ОК после выхода цементного раствора

на устье и получения давления СТОП в конце цементированья (ступенчатое повышение давления с выдержкой 5 мин на финальной стадии).

После первого цикла было произведено стравливание давления до атмосферного и проверка герметичности ЦКОД. Расширение металлического кожуха и перманентное перекрытие активационного канала были произведены созданием второго цикла расчётного давления во внутритрубном пространстве эксплуатационной ОК (ступенчатое повышение давления с выдержкой 5 мин на финальной стадии). Во время расширения металлического кожуха происходит вытеснение цементного раствора от середины к периферии и герметизация кольцевого пространства. Стоит отметить, что при достижении верхнего порога расчётного давления активации происходит перекрытие активационного канала и инициация работы системы компенсации с удержанием заданного дифференциального избыточного давления.

Итоги выполненных работ по установке заколонного металлического барьера:

1. Рассчитанные на удержание дифференциального давления 350 атм (5000 psi) заколонные металлические барьеры успешно установлены и активированы в составе эксплуатационной ОК 177.8 мм. Межколонные давления (МКД) и миграции газа отсутствуют.

2. На основании проведённых работ по применению заколонных металлических барьеров на различных месторождениях (профилактика МКД и предупреждение перетоков газа в межколонном пространстве в процессе эксплуатации скважин) доказана применимость и эффективность данного оборудования.

3. Значительное количество успешных работ с применением заколонных металлических барьеров, а также обеспечение высочайшего уровня герметичности по классу валидации ISO 14310 V3/V0 открывают хорошие перспективы использования данного оборудования на всех типоразмерах обсадных колонн разведочных и эксплуатационных скважин на газовых и газоконденсатных проектах (от 114.3 мм до 339.72 мм) для надёжной изоляции межколонного пространства и профилактики МКД в процессе строительства и эксплуатации скважин.

Список используемых источников

1. P. Hazel, SPE, Welltec; H. Singh, Total; J. Bårdsen, R. Vasques, R. Pearcy, N. Hannah, SPE, Welltec, «Open Hole Packers Provide Zonal Isolation for High Pressure Acid Stimulation within a Chalk Reservoir», Paper SPE 166391, October 2013. Е. Е. Милосердов, Д. Ф. Ганиев, П. В. Герлинский, С. А. Лемешов, А. Л. Измайлов, М. С. Дьяченко, АО «ВСНК», Д. С. Лошаков, С. И. Васильев, СФУ. Возникновение межколонных давлений в ЭС м-р Восточной Сибири // Научно-технический журнал «Горная промышленность». — 2017. — № 3 (133).

2. Сансоненко, А. В., Сансоненко, Н. В. Причины возникновения и пути предотвращения заколонных перетоков и межколонных давлений при строительстве нефтяных и газовых скважин / А. В. Сансоненко, Н. В. Сансоненко, ООО «Вяжущее-Сервис» // Научно-технический журнал Ассоциации буровых подрядчиков. — 2014. — № 3.

3. Чупова, И. М., Кравченко, Г. Ф. [и др.]. Выявление причин межколонных давлений в эксплуатационных скважинах Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения по результатам комплексного анализа геолого-геофизической информации / И. М. Чупова, Г. Ф. Кравченко, Е. А. Степанова, И. С. Иванченко, ООО «Георесурс» // Научно-технический журнал «Каротажник». — 2011. — № 11.

4. Даниленко, О. Д., Джафаров, К. И., Колесников, В. Г., Кузнецов, В. Ф., Малеванский, В. Д., Поликарпова, Т. И. [и др.]. Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин от 01.07.1997 г. АООТ «ВНИИТнефть» с учётом работ «ВНИИГаз», «ВНИИКРнефть», «ВНИИБТ». — 1997.

ОПЫТ И ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА МОРСКИХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО СОДЕРЖАНИЯ H_2S В ПЛАСТОВОМ ФЛЮИДЕ

Хамидуллин Д. Р., Газизов Р. Д.

Сведения об авторах

Хамидуллин Денис Радикович,
ведущий инженер по бурению
отдела сопровождения бурения
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».
E-mail: Denis.Khamidullin@lukoil.com

Газизов Ренат Динисович,
руководитель инженерной группы
Компании «Шлюмберге».
E-mail: RGazizov@slb.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: БУРЕНИЕ В УСЛОВИЯХ СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА, РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ.

Введение

В статье рассматривается опыт и особенности строительства морских скважин в условиях высокого содержания сероводорода в пластовом флюиде на примере поисково-оценочной скважины № 2, успешно пробуренной в акватории северного Каспия на площади Хазри (далее скважина Хазри-2). Освещены особенности подготовки и технические решения, позволившие выполнить бурение, испытание и ликвидацию скважины в условиях риска коррозионного воздействия сероводородной среды.

Скважина Хазри-2 была успешно построена, испытана и ликвидирована в 2020 г. с использованием самоподъёмной плавучей буровой установки «Нептун» (СПБУ «Нептун»). Она является одной из самых сложных морских разведочных скважин по совокупности факторов, в том числе:

- условия высокого пластового давления и температуры (High Temperature High Pressure — НТНР): до 1000 атм и 170 °С;
- условия морского бурения;
- наличие сероводорода (H_2S) до 18 % и углекислого газа (CO_2) до 3 %;
- необходимость применения сложной конструкции, состоящей из семи обсадных колонн;
- узкое безопасное «окно бурения» в финальной секции;
- применение передовых технологий, а именно: бурение с контролем давления (Managed Pressure Drilling), цементная система высокой плотности

(DensCRETE), геомеханическое моделирование и технология опережающего прогноза порового давления / ГРП на основании сейсмических данных (Seismic Guided Drilling), бурение с одновременным расширением (Enlarging While Drilling), обеспечение бурения и испытания для условий НТНР и H_2S .

Международный стандарт NACE MR0175 / ISO 15156 регламентирует конструкционные материалы, используемые в среде, содержащей сероводород при добыче нефти и газа. Физическое явление растрескивания металлов и сплавов, находящихся под напряжением в среде, содержащей сероводород, называется сероводородным коррозионным растрескиванием под напряжением (СКРН). Согласно стандартам, в случае, если парциальное давление сероводорода в системе равно и превышает 0,3 кПа (или 0,05 psi), необходимо использовать конструкционные материалы, стойкие к СКРН. Углеродистые и низколегированные стали могут быть выбраны и квалифицированы для использования в среде, содержащей сероводород, при условии полного соответствия требованиям и рекомендациям, изложенным в данном стандарте. Главным образом, эти виды сталей выбираются на основе парциального давления сероводорода, показателя водородных ионов pH, а также температуры среды применения.

Таким образом, успешное выполнение работ в условиях высокого содержания сероводорода требует тщательной предварительной подготовки.

Подготовка

Общая продолжительность этапа планирования заняла 19 месяцев, в течение которых в работу была вовлечена команда из более чем 30 высококвалифицированных специалистов. Раннее начало этапа подготовки позволило разработать Базовый Проект на строительство скважины, который включал в себя основные технологические решения, в том числе в области работы в условиях содержания сероводорода. Также были выявлены возможные риски и разработаны мероприятия по предотвращению и контролю этих рисков.

Далее были подготовлены Рабочий проект и детальная Программа на строительство скважины. Были проведены предварительные семинары «Бурение на бумаге» и «Испытание на бумаге» с участвующими сторонами, а также непосредственно перед операциями были проведены детальные семинары «Бурение на бумаге» и «Испытание на бумаге» с непосредственными исполнителями работ.

В ходе реализации проекта и выполнения работ перед строительством каждой секции, а также индивидуально перед каждой критичной операцией проводились совещания совместно с офисным персоналом и персоналом, непосредственно выполняющим операции на СПБУ. Данный подход позволил избежать инцидентов, связанных с отсутствием коммуникации и готовности персонала к выполнению работ.

Можно отметить несколько основных решений в области подготовки к работе в условиях повышенного содержания сероводорода, а именно:

— модернизация СПБУ «Нептун» и сложная логистика;

- подбор эксплуатационной колонны и хвостовика в сероводородостойком исполнении;
- подбор забойного оборудования для операций ниже технической колонны № 2 в сероводородостойком исполнении;
- разработка уникального оборудования устья в сероводородостойком исполнении;
- привлечение компании Акбарыс для обучения персонала и контроля безопасности выполнения работ в условиях присутствия H₂S (QHSE-Akbarys, ведущий поставщик услуг по газовой безопасности на территории СНГ, предоставление комплекса профессиональных мер и инновационных решений по защите от сероводорода).

Технические решения

В области модернизации СПБУ «Нептун» выполнено обеспечение, в том числе:

- 6 точек платформы станциями воздухообеспечения «Каскад», состоящих из 21 цилиндра;
- персонала платформы — автономными воздушно-дыхательными аппаратами в количестве 191 штуки;
- каждого члена команды — детекторами сероводорода;
- воздушными компрессорами для создания избыточного давления в закрытых помещениях;
- системы газообнаружения дополнительными детекторами в зонах скопления персонала, насосном блоке и ЦСГО;
- персонала СПБУ «Нептун» и суден обеспечения — обучением в области работы на объектах с содержанием сероводорода;
- команды СПБУ «Нептун» — обучением и периодическим проведением учебных «тревог».

В области сложной логистики выполнены планирование и координирование четырёх суден обеспечения (СО), что позволило своевременно обеспечить следующее:

- наличие шламовых контейнеров (более 200 штук на секцию);
- мобилизацию обсадных труб на нескольких СО (до 400 обсадных труб на двух СО);
- мобилизацию сыпучих и жидких материалов (барит — до 975 т, смесь тампонажных растворов — до 175 т, химических реагентов для приготовления 2700 м³ бурового раствора и 290 м³ рассола);
- мобилизацию более 500 м³ готового бурового раствора;
- мобилизацию более 400 м² оборудования для испытания скважины;
- сохранение 987 м³ бурового раствора и 190 м³ рассола.

В области подбора материалов каждой обсадной колонны учитывались результаты расчёта обсадных колонн в соответствии с требованиями соответствия коэффициентов запаса прочности минимальным допустимым значениям для различных сценариев возможных нагрузок. В частности, учиты-

вались требования ФНИП ПБНГП и NACE MR0175/ISO 15156 в области выбора конструкционных материалов, используемых в среде, содержащей сероводород. По результатам работы с поставщиком обсадных труб, с учётом результатов расчётов, а также условий удовлетворения требованиям соответствующих стандартов для обсадных колонны, которые подвергались риску воздействия коррозионной сероводородной среды, были выбраны следующие обсадные трубы:

— техническая колонна № 2 — 355,6 мм, 138,4 кг/м, VM95SS, Vallourec VAM21;

— резервный хвостовик (потайная колонна) — 301,6 мм, 106,9 кг/м, VM 110SS, Vallourec VAM FJL;

— комбинированная эксплуатационная колонна:

– 273,1 мм, 144 кг/м, TN95SS, TN BLUE Heavy Wall Dopeless,

– 257 мм, 118 кг/м, TN110SS, TN Wedge 523,

– 254 мм, 101,8 кг/м, TN125SS, TN Wedge 513;

— эксплуатационный хвостовик — 177,8 мм, 47,6 кг/м, VM125SS, Vallourec VAM SLIJ-II.

В области цементирования скважины в условиях сероводородной коррозионной среды при высоких температурах и высоком давлении была решена такая задача, как предотвращение снижения прочности цементного камня. Для достижения заданной плотности цементного раствора в качестве утяжеляющего материала был использован барит, который не подвержен сероводородной коррозии, но в то же время обладает меньшей плотностью по сравнению с другими утяжелителями и в значительной степени снижает содержание цемента в смеси. Аналогичная картина наблюдалась также при попытках добавления кварцевой муки для обеспечения прочности под воздействием высокой температуры.

Решением данной проблемы стало добавление в состав цементного раствора сополимера виниламида/винилсульфата (ВА/ВС) в определённой концентрации. Разработанная тампонажная система высокой плотности была успешно применена для цементирования эксплуатационной колонны-хвостовика 177,8 мм на скважине с воздействием сероводорода, высокой температурой и давлением.

В области непосредственного бурения и испытания скважины также был применён ряд решений по использованию специального оборудования, в том числе:

— стальные бурильные трубы (СБТ) в сероводородостойком исполнении (Grand Prideco 5" 19.5ppf XD-105 XT-50, 5" 19.5ppf HS-125 XT-50, 5" 25.6ppf HS-125 XT-50);

— винтовой забойный двигатель (ВЗД) RADIUS-SERVICE с использованием усиленного эластомера для работ в условиях высоких температур (до 175 °С);

— специально подготовленная телеметрия TeleScore в высокотемпературном исполнении (до 175 °С) с повышенной коррозионной стойкостью для работы в условиях сероводорода;

— бурильный яс высокотемпературной конфигурации (до 200 °С);

— сероводородостойкие компоновки MDT для гидродинамического каротажа и опробование пластов (ГДК–ОПК);

— сероводородостойкие пакеры (QUANTUM и CERTIS), насосно-компрессорные трубы (TSH T95 3 ½" W563) и компоновки для испытания пластов (IRDV, TFTV, TDRC и т. д.).

В области обвязки устья спроектирована, изготовлена и успешно применена уникальная колонная головка Cameron сероводородостойкого исполнения, состоящая из четырёх корпусов и рассчитанная на максимальное рабочее давление 103,4 МПа (15 000 psi). При монтаже, эксплуатации и демонтаже колонной головки недостатков и сложностей, связанных с дизайном, не выявлено.

Заключение

В результате произведённых работ были достигнуты все цели строительства поисково-оценочной скважины Хазри-2, а именно:

- операции выполнены без происшествий и несчастных случаев;
- выполнено изучение геологического строения, нефтегазоносности и выявление залежей газа и нефти;
- выполнен отбор керна;
- выполнено испытание скважины;
- выполнена ликвидация скважины;
- работы выполнены без превышения рамок временных и материальных затрат;
- выполнен сбор данных;
- выполнен анализ результатов;
- выполнены анализ опыта и применение результатов для следующих скважин;
- операции выполнены и цели достигнуты с минимальным воздействием на окружающую среду.

Список используемых источников

1. Криволапов, Д., Магда, А., Сорока, Т., Доброхлеб, П., Евдокимов, С., Гаглов, Г., Новосёлов, А., Рамазанов, А., Аттия, М. Самир, Шлюмберже; Звягин, В. Ф., Набиуллин, Р. И., Хамидуллин, Д. Р., ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»; «Бурение с регулируемым давлением как передовое решение для глубоких НТНР скважин и длинных интервалов с узкими безопасными границами давлений»; SPE Ежегодная Каспийская Техническая Конференция, 2020 г.; SPE-202510-RU.

2. Рамазанова, Ю., Ахметзянов, И., Сукачёв, В., Созонов, А., Нафикова, С., Юлдашев, Ш., Бипин, Д., Шлюмберже; Звягин, В. Ф., Ким, А. Е., Хамидуллин, Д. Р., ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»; «Тампонажная система высокой плотности для агрессивных сред: Предотвращение температурной и сероводородной коррозии»; SPE Ежегодная Каспийская Техническая Конференция, 2021 г.; SPE-207016-RU.



Секция 3

РАЗВИТИЕ
НОВЫХ НАПРАВЛЕНИЙ
НЕФТЕГАЗОВОГО
ИНЖИНИРИНГА

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ИХН СО РАН И НОВЫЙ ПОДХОД К ИХ РАЗРАБОТКЕ

Алтунина Л. К., Козлов В. В., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А.,
Кувшинов И. В., Шолидодов М. Р.

Сведения об авторах

Алтунина Любовь Константиновна,
доктор технических наук, профессор,
заслуженный деятель науки РФ,
главный научный сотрудник,
заведующая лабораторией
Института химии нефти СО РАН.
E-mail: alk@ipc.tsc.ru

Козлов Владимир Валерьевич,
кандидат химических наук,
старший научный сотрудник
Института химии нефти СО РАН.
E-mail: kozlov_vv2004@mail.ru

Кувшинов Владимир Александрович,
кандидат химических наук,
ведущий научный сотрудник
Института химии нефти СО РАН.
E-mail: vak2@ipc.tsc.ru

Стасьева Любовь Анатольевна,
научный сотрудник
Института химии нефти СО РАН.
lkhn304@ipc.tsc.ru

Кувшинов Иван Владимирович,
ведущий специалист
Института химии нефти СО РАН.
E-mail: kiv@ipc.tsc.ru

Шолидодов Мехроб Рустамбекович,
ведущий инженер
Института химии нефти СО РАН.
E-mail: sholidodov93@inbox.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ, НЕФТЕВЫТЭСНЕНИЕ, ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА, КИСЛОТНЫЕ НЕФТЕВЫТЭСНЯЮЩИЕ КОМПОЗИЦИИ, ГЛУБОКИЕ ЭВТЕКТИЧЕСКИЕ РАСТВОРИТЕЛИ, ПАВ.

Введение

Современная нефтедобывающая промышленность характеризуется постоянной необходимостью решения срочных и острых задач в области добычи нефти. Основные направления поиска новых решений — это эффективные нефтевытесняющие технологии, технологии, направленные на ограничение водопритока (ОВП) или снижение обводнённости с возможным увеличением охвата пласта, и методы очистки призабойной зоны пласта (ПЗП).

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН) более 30 лет занимается разработкой физико-химических и комплексных технологий увеличения нефтеотдачи, востребованных у нефтедобытчиков. За это время создано 12 промышленных технологий, которые успешно применяются не только на территории РФ, но и за рубежом. Представлен краткий обзор некоторых успешных разработок и развиваемых новых направлений Института в области увеличения добычи нефти.

Гель-технологии увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока

В ИХН СО РАН созданы термотропные гелеобразующие системы, которые в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, в пластовых — превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя, без сшивающих агентов [1–4]. Предложены термотропные гелеобразующие композиции: неорганические на основе системы «соль алюминия — карбамид — вода» (ГАЛКА®) и полимерные (МЕТКА®), на основе эфиров целлюлозы (ЭЦ) с различным временем гелеобразования — от нескольких минут до нескольких суток — в интервале температур 10–320 оС [1, 2]. С их использованием разработаны пять гель-технологий для увеличения нефтеотдачи высоко неоднородных пластов, которые промышленно применяются на месторождениях Западной Сибири и Республики Коми. В 2014–2018 гг. на пермокарбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения по технологиям ИХН СО РАН обработаны более 190 скважин. Прирост дебита по нефти составил от 3 до 24 т в сутки на скважину, дополнительная добыча нефти — ≈1000 т на скважино-обработку [1–4].

В развитие указанных работ были созданы новые наноструктурированные композиции МЕГА® с двумя гелеобразующими компонентами — полимерным и неорганическим, — образующими непосредственно в пласте связнодисперсные наноразмерные структуры типа «гель–в–геле» с улучшенными реологическими характеристиками и структурно-механическими свойствами [1–4]. Промысловые испытания технологии с применением ге-

леобразующей композиции МЕГА® для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи успешно проведены в 2016–2017 гг. на девяти добывающих скважинах пермокарбонатной залежи Усинского месторождения при ПЦО и в зоне площадной закачки пара (рисунок 1). Технология рекомендована к промышленному использованию.

Результаты проведённых работ по применению термотропных гелей в технологиях увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока показывают перспективность промышленного использования технологий для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе залежей высоковязкой нефти, и дальнейшего увеличения её добычи в труднодоступных регионах и сложных природно-климатических условиях.

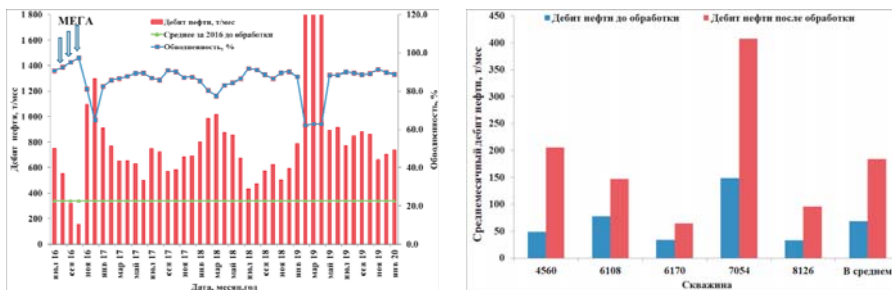


Рисунок 1 — Ограничение водопритока и увеличение нефтеотдачи с применением композиций МЕГА® на пермокарбонатной залежи Усинского месторождения, суммарно по пяти добывающим скважинам, 2016–2020 гг.

Нефевытесняющие композиции на основе ПАВ и аммиачной буферной системы

В течение ряда лет в ИХН СО РАН развивается концепция воздействия на залежь высоковязкой нефти композициями на основе ПАВ, содержащими карбамид и соль аммония, которые в пласте под действием пластовой температуры или теплоносителя химически эволюционируют, образуя CO_2 и аммиачную буферную систему с максимальной буферной ёмкостью в интервале $\text{pH } 9\div 10$, оптимальную для целей нефевытеснения (композиции НИНКА®) [1–4]. Растворение CO_2 в нефти приводит к снижению её вязкости, что вызывает благоприятное изменение соотношения подвижностей нефти и водной фазы.

На пермокарбонатной залежи Усинского месторождения и на месторождении Гаошен (КНР) в 2003–2007 гг. были проведены промышленные испытания композиций НИНКА®. Их применение при стационарной закачке пара приводит к снижению обводнённости на 10–20 % и увеличению дебитов по нефти в среднем на 40 %. При ПЦО наблюдается увеличение добычи нефти в 1,5–3 раза, уменьшение вязкости нефти в 2–3 раза. В настоящее время технологии используются в промышленном масштабе (например, рисунок 2).



Рисунок 2 — Увеличение дебита нефти после закачки композиций НИНКА® при пароциклической обработке скважин на пермокарбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения в 2020 г.

Для получения композиции НИНКА-3 в состав композиции НИНКА® дополнительно вводят соль алюминия, изменением концентрации которой можно регулировать вязкость композиции, в результате химической эволюции непосредственно в пласте она загущается и становится одновременно потокоотклоняющей и нефтевытесняющей композицией [1, 5]. В 2014–2015 гг. успешно проведены промысловые испытания композиции, выполнена закачка загущенной композиции НИНКА-3 в семь паронагнетательных скважин на участке паротеплового воздействия пермокарбоневой залежи Усинского месторождения в Республике Коми. После закачки происходило устойчивое снижение обводнённости продукции и повышение добычи нефти. Суммарный эффект по участку составил более 70 тыс. т дополнительно добытой нефти.

Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в области температур 20–210 °С создана многофункциональная композиция (МФК) с регулируемой вязкостью и высокой нефтевытесняющей способностью на основе ПАВ, солей алюминия и аммония, борной кислоты и глицерина [4]. МФК имеет низкое межфазное натяжение и низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 50 °С), пролонгированную реакцию с карбонатными породами, совместима с минерализованными пластовыми водами, предотвращает образование нерастворимых продуктов реакции, увеличивает проницаемость пластов-коллекторов.

Композиция является и нефтевытесняющей, и потокоотклоняющей, обеспечивает увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) как за счёт прироста коэффициента вытеснения, так и охвата пласта заводнением или паротепловым воздействием. Композиция применима для увеличения нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей в Арктической зоне. В 2020–2021 гг. успешно проведены опытно-промышленные испытания новой технологии увеличения нефтеотдачи с применением многофункциональной композиции МФК-1 в комбинации с закачкой горячей воды (210 °С) на опытном участке пермокарбоневой залежи Усинского месторождения (7 нагнетательных скважин, 76 добывающих скважин).

Кислотные нефтевытесняющие композиции

За последние годы в ИХН СО РАН созданы новые физико-химические методы увеличения нефтеотдачи на принципах «зелёной химии», с применением глубоких эвтектических растворителей (ГЭР). Для их реализации предложены нефтевытесняющие композиции нового типа — наноструктурированные кислотные композиции ГБК на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, — имеющие регулируемую вязкость и высокую нефтевытесняющую способность, сохраняющие в пласте длительное время комплекс коллоидно-химических свойств, оптимальный для целей добычи нефти, в том числе тяжёлых высоковязких нефтей [1, 4, 5]. Композиция ГБК показала высокую эффективность в промысловых условиях (Р-С Усинского месторождения) и рекомендована для промышленного внедрения (рисунок 3).

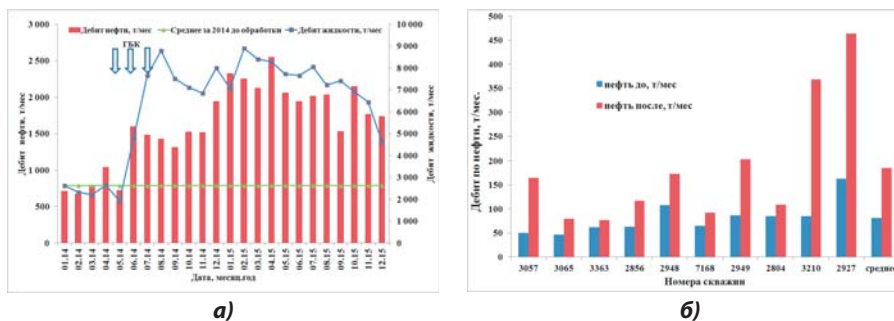


Рисунок 3 — Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК на низкопродуктивных добывающих скважинах Усинского месторождения: (а) — суммарно по 10 добывающим скважинам; (б) — среднее значение месячных дебитов по нефти за 19 месяцев по отдельным скважинам до и после обработки композицией ГБК

После закачки кислотной композиции ГБК наблюдается увеличение дебитов по нефти на 5,514,8 т/сут, увеличение дебитов по жидкости на 15–25 м³/сут [4, 5]. Следует отметить высокую технологичность данных композиций, их эффективность для разработки месторождений высоковязких нефтей в Арктической зоне, так как они имеют низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °С), экологически безопасны, для их приготовления и закачки используется стандартное нефтепромысловое оборудование.

Для применения на терригенных коллекторах была разработана кислотная нефтевытесняющая композиция ГБК-Ф, содержащая фториды (плавиковая кислота HF и/или фторид бифторид аммония NH₄F·HF), что приводит к увеличению растворимости терригенной породы в 2,5–3 раза. При проведении фильтрационных исследований на модели терригенного пласта Восточно-Мессояхского месторождения при 25 °С после обработки композицией ГБК-Ф наблюдалось увеличение проницаемости с 0,013 до 0,357 мкм² и снижение градиента давления при фильтрации нефти с 24 до 6 атм/м. В на-

стоящее время ведутся работы по организации производства разработанных композиций на базе ОАО «Сибирский химический комбинат» (Россия, г. Томск), с использованием фторсодержащих реагентов, производимых комбинатом.

Заключение

Институтом химии нефти создан широкий ряд физико-химических технологий для увеличения нефтеотдачи, ОВП и обработки ПЗП, которые проходят опытно-промышленные испытания или уже применяются в промышленном масштабе. Разработка современных высокоэффективных методов способна только при синергии науки и промышленности. Именно огромный научный опыт и непрерывный контакт с промыслом позволяют Институту разрабатывать, совершенствовать и применять новые современные технологии, способствующие развитию топливно-энергетической базы России.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР № 121031500048-1).

Список используемых источников

1. Алтунина, Л. К., Кувшинов, В. А. [и др.]. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжёлой нефти (обзор) / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева, И. В. Кувшинов // Химия в интересах устойчивого развития. — 2018. — Т. 26. — № 3. — С. 261–277.

2. Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I., Stasyeva L. (2019) Enhanced Oil Recovery from High-Viscosity Oil Deposits by Chemically Evolving Systems. The 20th European Symp. on Improved Oil Recovery, Paris, France, April 8–11, 2019. EarthDoc website. <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=96143>

3. Алтунина, Л. К., Кувшинов, В. А. [и др.]. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермокарбоновой залежи Усинского месторождения / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, И. В. Кувшинов, Л. А. Стасьева, М. В. Чертенков, Л. С. Шкрабюк, Д. В. Андреев // Нефтяное хозяйство. — 2017. — № 7. — С. 26–29.

4. Kuvshinov I. V., Altunina L. K., Kuvshinov V. A. (2019) Combined Well Treatment with Various Chemical Compositions and Thermal Methods. Journ. of Siberian Federal University. Chemistry, vol. 12, no 4, pp. 473–482.

5. Кислотные композиции для увеличения нефтеотдачи на принципах «зелёной химии» / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева, И. В. Кувшинов, В. В. Козлов, М. Р. Шолитодов // Сб. докл. III Междунар. научно-практ. конф., Пермь, 20–22 октября 2021 г. — Сыктывкар: Коми респ. типография. — 2021. — С. 216–223. — ISBN 978–5–7934–0999–5.

ИНТЕГРИРОВАННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ГРУППЕ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Бикбулатов С. М.

Сведения об авторе

Бикбулатов Салават Миниахметович,

руководитель направления

по моделированию подземной части

ПАО «Газпром нефть».

E-mail: Bikbulatov.SM@gazprom-neft.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ИНТЕГРИРОВАННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЦИФРОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.

Запрос на уровне Группы компаний на компетенцию по интегрированному моделированию формируется двумя ключевыми факторами, а именно:

1. Рост в портфеле Компании числа проектов с газоконденсатной составляющей, для которых интегрированный подход к моделированию является единственно верным и приемлемым с учётом их сложности и комплексности. Новопортовское и Восточно-Мессояхское месторождения, практически все активы таких дочерних обществ, как «ГПН-Заполярье», для которых интегрированная модель (ИМ) была создана на этапе ранней проектной проработки, — реальные примеры, иллюстрирующие этот тезис.

2. Курс на цифровую трансформацию и переход на управление бизнесом на основе данных и цифровых двойников. Это тезис, закреплённый на уровне стратегии Компании, который находит отражение в процессах, идущих в Компании в текущий период.

Контекст задач и перечисленных факторов определяет компетенцию интегрированного моделирования как стратегическую.

Под термином «интегрированная модель» в Компании понимается комплекс взаимосвязанных моделей (две и более), предназначенный для решения задач оптимизации добычи и планирования производственных показателей с учётом ограничений и взаимовлияния компонентов, входящих в состав ИМ. Будучи реализована и наполнена (обогащается) данными, ИМ представляет собой максимально приближённую к реальности «виртуальную копию» нефтегазодобывающего актива — цифровой двойник актива. Интегрированная модель является сущностью, которая вбирает в себя в структурированном виде весь доступный объём информации и знаний об активе, является пакетированными знаниями. Ввиду своей комплексности ИМ позволяет в том числе структурировать работу с данными, начиная с задач сбора и хранения и завершая задачами верификации и обогащения данных.

В процессе внедрения ИМ в активы Компании была поставлена цель — найти для бизнеса Компании оптимум создаваемой ценности за счёт сбалан-

сированного подхода к созданию ИМ. Движение к данному оптимуму ведётся двунаправленное: с одной стороны, не создаются ИМ, которые не приносят ценности, с другой стороны, ведётся работа над снижением стоимости ИМ для бизнеса.

С учётом поставленной цели были обозначены ключевые задачи, в том числе:

1. Определить оптимальный набор инструментов и методологию их применения (иерархия моделей). Создаваемые ИМ должны быть соразмерны возникающим задачам.

2. Обеспечить значительное снижение затрат на создание интегрированных моделей за счёт оптимального выстраивания процессов, в том числе с партнёрами и внешним рынком, автоматизации процессов, а также значительного развития компетенции внутри Компании.

Неоднородность портфеля Компании, с точки зрения активов, является дополнительным фактором к обозначенным выше тезисам, который обуславливает дифференцированный подход при принятии решений о типе внедряемой интегрированной модели и её конфигурации.

Принимая во внимание обозначенные выше факторы, внедрение инструментария интегрированного моделирования в Компании ведётся в нескольких потоках. Для наиболее комплексных активов, осложнённых различной комбинацией геологических и инфраструктурных особенностей, ведётся внедрение вендорских решений, таких как Petroleum Experts IPM. Как правило, речь идёт о газовых/газоконденсатных активах с фондом скважин, эксплуатация которого осложнена прорывами газа/воды, с существенной интерференцией по наземной инфраструктуре. Внедрение интегрированных моделей для этой группы активов планируется завершить в 2022 г.

Для зрелых нефтяных активов, находящихся на третьей-четвёртой стадиях разработки, принято решение о внедрении собственных программных продуктов. При разработке программных продуктов делается акцент на специфику зрелых активов, связанную с большим количеством действующих скважин, длительную историю разработки, объём и качество доступной информации, с акцентом на максимальную автоматизацию всех процессов интегрированного моделирования [1].

Дальнейшее развитие интегрированного моделирования в активах и в Компании в целом видится в области создания систем поддержки принятия решений, включающих ИМ в качестве расчётного ядра. Это класс решений, известный как «цифровое» или «интеллектуальное» месторождение, и широко распространённый в зарубежных нефтяных компаниях.

В Компании реализовано два пилотных проекта по внедрению систем «цифровое» месторождение на основе программного комплекса Petroleum Experts DOF. При выборе решения учитывался отраслевой опыт внедрения решения в мире, зрелость решения и его архитектура. С точки зрения архитектуры важным условием была её открытость, позволяющая расширять и дополнять систему новым функционалом без привлечения вендора. Наличие режима, так называемого «конструктора», позволяет достичь макси-

мальной скорости поставки функционала, а включение в состав команды актива, обученного работе с системой персонала, позволяет объединить «Бизнес» и «ИТ». Это новый опыт для Компании, работоспособность которого подтверждена в результате реализации пилотных проектов.

Отдельным блоком задач проходят вопросы импортозамещения специализированного программного обеспечения. Работа в данном направлении ведётся в рабочих группах, которые при поиске и оценке альтернативных решений опираются на функционально-технические требования, сформированные в ходе работы на имеющихся вендорских решениях. Наличие работающих интегрированных моделей, реализованные пилоты по внедрению систем поддержки принятия решения (СППР) на базе интегрированных моделей позволяют использовать их в качестве внутреннего бенчмарка, накапливать и развивать внутреннюю экспертизу и реализовывать собственные проекты с опорой на этот опыт.

Процесс внедрения интегрированных моделей в производственную деятельность добывающих дочерних обществ ведётся с опорой на созданные Центры Управления Добычей (ЦУД). В качестве ресурсного плеча выступают Центр Компетенций (ЦК) по ИМ, созданный на базе Научно-Технического Центра, и Интегрированный Центр Комплексного Сервиса (ИЦКС), созданный на базе ГПН-Нефтесервис. В зоне ответственности ЦК ИМ лежат задачи создания интегрированных моделей, а также экспертизы, методологии и обучения по направлению. В зоне ответственности ИЦКС находятся задачи актуализации интегрированных моделей и их сопровождения при внедрении в ДО. В дополнение к обозначенным выше ИЦКС также решает задачу комплексного сервиса по планированию и сопровождению исследований на основе интегрированных моделей.

Выводы

Внедрение интегрированных моделей в компании «Газпром нефть» осуществляется дифференцированно, с учётом специфики портфеля активов. Дальнейшее развитие технологии интегрированного моделирования видится в направлении СППР. В фокусе внимания находятся вопросы импортозамещения и развития компетенций по интегрированному моделированию внутри группы компаний «Газпром нефть».

Список используемых источников

1. Иерархия интегрированных моделей различной детальности для решения задач на разных этапах развития газоконденсатных проектов / А. И. Варавва, Р. Т. Апасов, Р. Р. Бадгутдинов [и др.] // 2021 [<https://onepetro.org/>] — Дата обновления: 21.10.2021 — Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/21RPTC/1-21RPTC/D011S002R008/470415> (дата обращения: 19.10.2022).

ОЗЁРА ДАННЫХ В ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ» — ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Борисов В. В., Вобликов В. В.

Сведения об авторах

Борисов Василий Валерьевич,
генеральный директор
ООО «Серч Сентрик».
E-mail: VaBo@search-centric.com

Вобликов Виталий Викторович,
начальник отдела
банка геолого-промысловых данных
и цифрового развития
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».
E-mail: Vitaly.Voblikov@lukoil.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПОИСК, ИНДЕКСИРОВАНИЕ, ГЕОПРИВЯЗКА, ГЕОПОИСК, НЕСТРУКТУРИРОВАННЫЕ ДАННЫЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, БОЛЬШИЕ ДАННЫЕ, УПРАВЛЕНИЕ ДАННЫМИ, ОЗЁРА ДАННЫХ, МЕТАДАННЫЕ.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в контуре Корпоративного Банка Данных существует несколько файловых хранилищ геолого-геофизических и промысловых данных разного объёма, которые имеют над собой интеллектуальный слой, позволяющий производить поиск и выборку файлов разными способами, в том числе и по географическому признаку. Эти файловые хранилища фактически функционируют как озёра данных. В докладе даётся определение озёрам данных, приводятся примеры озёр, оцениваются перспективы и возможности их дальнейшего развития.

Существенную часть объёма данных разведки и разработки составляют неструктурированные данные в виде дисковых файлов как стандартных офисных форматов, так и специализированных. Управление неструктурированными данными не поддается традиционным технологиям и требует особого подхода. Поэтому, несмотря на то, что малая часть неструктурированных данных и загружена в структурированные хранилища, их подавляющее большинство остаётся на дисковых ресурсах. Сколько бы структурированных хранилищ ни вводилось в эксплуатацию, количество единиц хранения неструктурированных данных неизбежно возрастает.

Вывод: любая стратегия управления данными должна предусматривать меры к управлению неструктурированными данными, направленные на достижение следующих целей:

- их сохранение;
- их эффективное многократное использование.

Первая реализуется с помощью стандартных инструментов хранения и резервного копирования, а вторая, зачастую, — средствами проводника Windows и приблизительного знания о том, что где хранится. Именно для повышения эффективности доступа и использования неструктурированных данных больше всего подходят озёра данных. Это не всегда требует применения космических технологий.

Простейший пример — фотографии в телефоне. Они просто накапливаются, но вдруг их уже автоматически отсортировали по датам, сгруппировали по событиям, нанесли на карту, определили людей на них, нашли велосипеды и котят и напоминают нам о событиях годичной давности. Это и есть озеро.

Чтобы определить озеро, необходимо определить несколько важных его частей, а именно:

— Загрузка. Данные могут попадать в озеро разными способами — от сложных трудоёмких процессов загрузки, более свойственных хранилищам данных, до простого «сбрасывания» их в файловую систему. Чем проще и производительней, тем лучше, или «озёрнее»!

— Хранение. Само файловое хранилище — это совершенно не обязательно HDFS или S3, достаточно и простой файловой системы. Суть озера состоит не в хранении, а в простоте доступа к файлам и информации о них.

— Каталог и Поиск для того, чтобы избежать Болота Данных (когда мы сваливаем все данные в одну кучу и потом бродим по ним с помощью Windows проводника). Необходимо создать слой метаданных или индекс, чтобы пользователи легко могли найти данные, которые им необходимы для анализа, — найти в контексте, найти на карте, найти по содержанию, проанализировать.

— Обработка. В момент попадания данных в озеро хорошо иметь возможность их первичной обработки и трансформации, например, обогащения метаданными из корпоративных систем НСИ. После попадания данных в озеро необходимо иметь инструменты трансформации и реструктурирования данных с тем, чтобы привести их к виду, более подходящему для анализа, например, дополнения или переопределения полей метаданных, создания производных полей или даже объектов метаданных.

— Безопасность. Чем больше данных в озере, тем строже и сложнее задача разграничения доступа к ним. Её необходимо решать, определяя инструменты разграничения доступа, уровни, гранулярность, механизмы назначения прав и порядок аудита.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» существует несколько систем хранения и управления файлами разного типа, однако не все из них можно классифицировать как озёра.

— Разделение на озёра и хранилища базируется на **преобладании структурированной** или **неструктурированной** информации. Многие **озёра** содержат структурированный слой метаданных сравнимый с реляционной БД. Многие **хранилища** имеют под собой систему файлового хранения, рассчитанную на миллионы файлов. Тем не менее, в озёрах преобладает неструктурированная, а в хранилищах — структурированная информация.

— Озёра существенно различаются количеством метаданных, описывающих файлы: от практически полного их отсутствия до высокодетальных описаний десятками атрибутивных полей.

— Способы загрузки данных озера и хранилища существенно отличаются. Единичная загрузка с ручным вводом метаданных более свойственна хранилищам. Поточковая, на базе шаблонов, применяется и для хранилищ, и для озёр. Автоматическое индексирование и снабжение метаданными новых размещённых на диске файлов свойственно озёрам.

В *таблице 1* приведены примеры озёр данных в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» с возрастанием уровня функциональности от № 1 к номеру № 3.

Таблица 1 — Примеры озёр данных в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

	1. Ресурс «Workspace»	2. Корпоративный Банк Сейсмических Данных	3. Банк Данных Зарубежных Активов
Описание	Рабочее пространство для совместной работы специалистов по направлениям. Данные хранятся в папках, отражающих организационную структуру управлений.	Единая система сбора и хранения результатов проведённых сейсморазведочных работ (полевой и камеральный объём отчётности) и согуствующих данных ГРП на территории РФ.	Единая система сбора и хранения геолого-геофизических и промысловых данных по зарубежным активам Компании.
Год начала накопления информации	2013	2015	2011
Количество файлов	20.000.000	1.600.000	6.600.000
Динамика прироста в год	800.000–1.200.000	150.000–200.000	500.000–800.000
Загрузка	Размещение файлов на диске без каких-либо дополнительных действий.	Размещение файлов на диске в головной папке идентификатора отчёта в строгом соответствии с регламентом структуры папок в рамках отчёта.	Размещение файлов на диске в строгом соответствии с расширенным регламентом для стран, активов, типов данных, типов содержимого и т. д.
Метаинформация	Ежедневный автоиндекс изменённых файлов и содержимого. Разбиение на классы по типу файла.	То же, что и № 1, плюс регистрация различными операторами карточек отчётов, площадей, профилей и скважин с координатами, увязка с файлами. Контроль на соответствие НСИ.	То же, что и № 1, плюс массовая регистрация метаинформации по файлам в виде шаблонов со списками обязательных и необязательных атрибутов, загрузка и пополнение пространственных слоёв с привязкой всех файлов. Разбиение на классы по типам данных и содержимому файлов. Контроль на соответствие НСИ.
Обработка	Обработка спецформатов LAS, DLIS, SEGY, извлечение содержимого из текстовых и офисных файлов, определение дубликатов файлов по контрольным суммам.	То же, что и № 1, и контроль на соответствие структуре размещения файлов.	То же, что и № 1, и разбор загружаемых папок на файлы, наследование метаданных, контроль обновления метаописаний справочниками, поиск неучтённых и несуществующих файлов.
Функционал	Поиск по метаданным и полнотекстовый, фильтрация, картография, геопоиск, дашборды, единичная и массовая асинхронная выгрузка файлов, подписка на обновления, предварительный просмотр, веб-сервисы, визуализация файлов без отгрузки, администрирование.		

Продолжение таблицы 1 — Примеры озёр данных в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

	1. Ресурс «Workspace»	2. Корпоративный Банк Сейсмических Данных	3. Банк Данных Зарубежных Активов
Безопасность	Права на файлы в индексе на базе запроса в MS AD для каждого файла, управление аутентификацией	Групповые права на отчёты и файлы к ним, управление аутентификацией, управление группами и правами. Назначение прав через шаблоны.	Права на классы данных и файлы на основе тематических и контрактных групп. Управление аутентификацией, управление правами и группами. Назначение прав через шаблоны.

Каковы перспективы такого подхода? На наш взгляд, очень широкие. В первую очередь, любое файловое хранилище может стать «озером» по образцу № 1 из таблицы 1. Во вторую очередь, для увеличения количества пользователей и исползований достаточно организационных мероприятий внутри компании. Длительного обучения не требуется.

Крайне важно использование в озёрах структурированной информации из баз данных и хранилищ. Структурированная информация — ключ к пониманию и эффективному применению неструктурированной.

Загрузка в озёра должна становиться проще и быстрее, а значит дешевле. Необходимо увеличение автоматизации загрузки — автозаполнение метаданных за счёт автоматического разбора файлов, чтения заголовков.

Больше пост-обработки: дополнительно извлечённых метаданных и разобранных форматов, анализа загруженных в озёра данных, сравнения, контроля качества за счёт привлечения структурированной информации из проиндексированных хранилищ.

Больше точек доступа к данным озёр. Доступ должен осуществляться не только через интерфейс Корпоративного Банка Данных, но и через корпоративные web-страницы, web-сервисы, а также из популярных корпоративных приложений, обеспечивающих контекст для лучшего поиска и представления данных. Представление данных из озёр в виде информационных панелей на корпоративных ресурсах также видится перспективным.

Дополнительные функциональные возможности озёр могут включать в себя, например, быстрое сравнение поступившего большого массива новых файлов (сотни тысяч) с уже хранящимися файлами на предмет выявления дубликатов и определения оптимальной стратегии загрузки. Такой функционал крайне важен в сценариях оценки или покупки активов.

Список используемых источников

1. IT Технологии. Вся сеймика в один клик / С. К. Лыгин (под редакцией С. А. Быковской) // Северные Ведомости. — Усинск. — 11.02.2022. — №5 (1090).
2. Озёра данных в ЛУКОЙЛ-Инжиниринг. Стратегия и опыт работы с большими данными. Цели и потенциальный эффект / В. В. Вобликов // Труды открытого НТС АО «Росгеология» «BIG DATA в геологии будущего», Москва, 30.09.2021.
3. Нужно ли нам озеро данных? А что делать с хранилищем данных? / Д. Аношин // Хабр 23.01.2020. <https://habr.com/ru/post/485180/>.

ЦИФРОВОЙ ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН — ЕДИНАЯ СРЕДА ИНЖЕНЕРНОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ПРОГРАММЫ БУРЕНИЯ, ОПТИМИЗАЦИИ СРОКОВ И СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Вальшин О. Х.

Сведения об авторе

Вальшин Олег Хафизович,
руководитель направления
Цифровых решений в бурении,
ООО «СК «Петроальянс».
E-mail: OValshin@slb.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПЛАНИРОВАНИЕ СКВАЖИН, ОБЛАЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, ЦИФРОВОЙ ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН.

Введение

Для всеобъемлющей оптимизации скважин и снижения рисков бурения необходим постоянный и скоординированный совместный процесс, объединяющий людей, данные и технологии.

Компания Schlumberger выявила целый ряд проблем, с которыми сталкиваются команды планирования скважин и их руководители, в том числе:

— Использование множества различных типов программного обеспечения, часто от разных поставщиков, которые не интегрированы друг с другом и приводят к потере данных, ошибкам, ограничению в оптимизации.

— Множество различных специальностей и дисциплин, которые вносят свой вклад в процесс подготовки программ бурения, но часто работают разрозненно.

— Отсутствие прозрачности процесса в каждый момент времени и возможностей контроля на различных этапах.

— Длительный процесс подготовки программы бурения на основе готовых расчётов и перепроверки согласованности отдельных частей.

— Длительный процесс согласования уже готовой программы бурения.

Всё это ведёт к затратам значительных ресурсов на планирование (исправления, согласования и прочее), ошибкам в программах бурения, непроизводительному времени и низкому уровню оптимизации.

Цифровая трансформация планирования бурения

Цифровые технологии меняют нашу отрасль из-за обострения конкуренции и ускорения темпов разработки цифрового программного обеспечения.

Современный подход — единая когнитивная среда, это технология для совместной работы, которая объединяет жизненный цикл разведки и разработки месторождений в облаке. Это открытый, безопасный, масштабируемый и полностью управляемый продукт, обеспечивающий беспрепятственную совместную работу специалистов, использование информации и программных модулей в области разведки, разработки, бурения, добычи и переработки.

Цифровое решение Шлюмберге является частью такой среды и предназначено для планирования и оптимизации строительства скважин, позволяя максимизировать результаты команды планирования, предоставив доступ ко всем данным и знаниям, необходимым для подготовки программы бурения.

Решение объединяет все работы по планированию скважины и подготовки программы бурения. Все планируемые скважины чётко отображаются в личном кабинете, к каждой из них назначена команда с распределением конкретных отдельных задач между участниками и установкой сроков исполнения (рисунки 1). Кроме этого, по завершении работы над задачей исполнителем она может быть проверена и согласована менеджментом необходимого уровня напрямую в системе, что сильно упрощает и ускоряет процесс согласования.

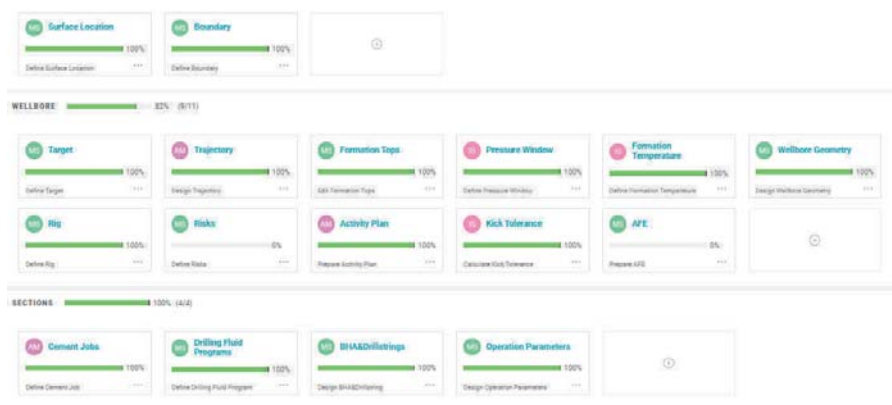


Рисунок 1 — Распределение отдельных задач между участниками команды проекта со сроками и статусом исполнения

Чтобы повысить эффективность планирования скважин, необходимо максимально автоматизировать все процессы инженерных расчётов и связать их воедино для возможности комплексной оптимизации всей скважины. Решение позволяет инженерам визуализировать результаты автоматизированных расчётов в едином окне по всей скважине (рисунки 2) и максимально эффективно проводить её оптимизацию. При этом по каждому расчёту мож-

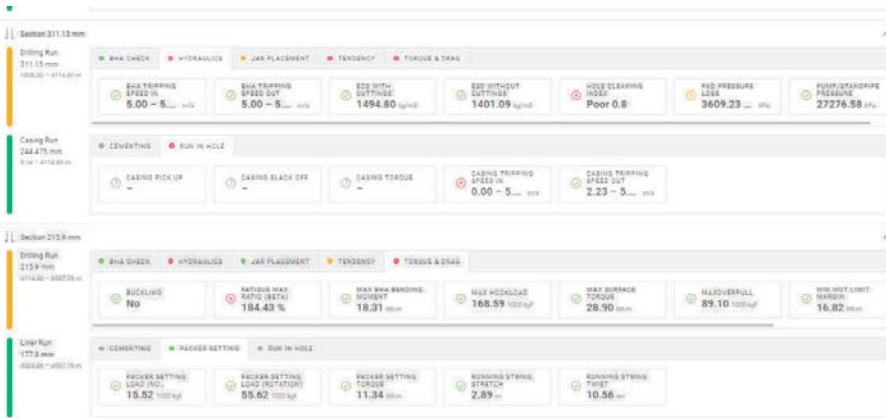


Рисунок 2 — Результаты инженерных расчётов в системе светофора консолидированно по всей скважине

но увидеть детали и конкретные рекомендации по его дальнейшему улучшению. Это позволяет ускорить подбор оптимального инженерного решения.

Для снижения рисков в процессе строительства необходимо проанализировать накопленные исторические данные по непроизводительному времени и негативным буровым событиям. Решение визуализирует данные НПВ (рисунок 3) и позволяет детализировать карту рисков по планируемой скважине, включая мероприятия по минимизации и предотвращению отмеченных рисков. Данная карта в последующем автоматически добавляется в программу бурения и является её неотъемлемой частью. Качественная проработка рисков и соответствующих мероприятий на этапе планирования минимизирует вероятность аварий и НПВ на этапе строительства.

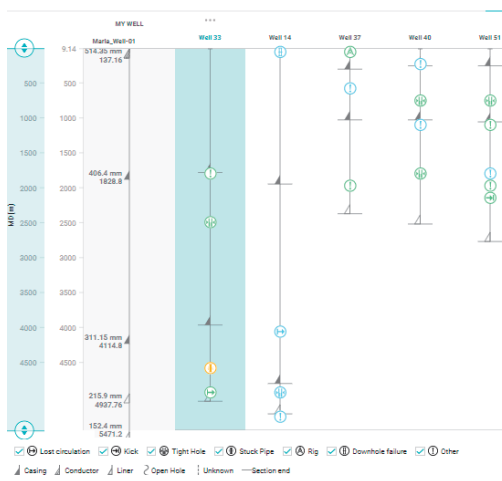


Рисунок 3 — Визуализация НПВ по окружающим скважинам

При оптимизации сроков строительства важным шагом является анализ времени строительства окружающих скважин. Решение позволяет быстро и эффективно провести такой анализ по каждой операции и построить график «Глубина — День» на основе исторических данных, жёстких нормативов или по индивидуальной схеме. Аналитика соседних скважин даёт представление об эффективности работ в целом и помогает определить целевые показатели. Решение позволяет гибко переключаться между различными методами расчёта графика «Глубина — Время», используя как традиционный метод, так и вероятностный.

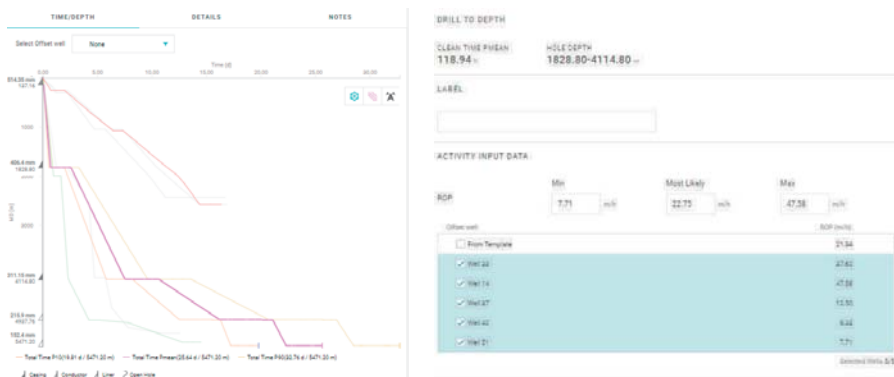


Рисунок 4 — Построение графика «Глубина — День» и детальный анализ исторических данных

При планировании скважин и при рассмотрении различных гипотез необходимо учитывать конечную стоимость. Решение позволяет на основе прейскуранта, графика «Глубина — Время» и особенностей дизайна автоматически рассчитать бюджет строительства скважины. В дальнейшем можно сравнить различные варианты строительства скважины с точки зрения их стоимости.

Результатом планирования скважины является цельная и согласованная Программа бурения. Редактор позволяет единожды настроить шаблон программы бурения таким образом, чтобы в него автоматически подтягивалась вся необходимая информация по инженерным расчётам и детальному описанию процесса строительства, а также информация по согласованию и утверждению всех расчётов. Процесс параллелится, и каждый участник может внести необходимые текстовые дополнения даже на этапе планирования скважины. Готовая программа бурения утверждается внутри и выгружается готовой к отправке для реализации.

Такая программа бурения предоставляет возможность бурения более безопасных и более эффективных скважин с одновременным снижением рисков осложнений.

Являясь частью единой среды, цифровое решение находится в едином пространстве с множеством других решений, позволяя объединять и опти-

мизировать работу специалистов и экспертов различных дисциплин. Например, геолог может напрямую отправить в решение детали по поверхностям и пластам, цели планируемой скважины и черновую траекторию, геомеханик может поделиться геомеханической моделью. Вся эта информация будет визуализирована и учтена при планировании скважины. Компания Schlumberger видит цикл строительства скважины как замкнутую петлю, позволяющую информации циркулировать от планирования к исполнению и обратно. Это позволяет планировать каждую следующую скважину эффективнее, на основе опыта и данных, полученных с фазы исполнения.

Отраслевые Примеры Внедрения

Решением в настоящее время пользуются более 3500 (на середину 2021 г.) инженеров при планировании скважин. Одним из практических кейсов успешного внедрения решения является компания Equinor, которая при планировании первой скважины в данном решении уже достигла сокращения времени на планировании на 40 %, видя потенциал для дальнейшего сокращения. Компания OMV Upstream (Австрия) также внедрила решение в свои процессы планирования и отметила, что данное решение обладает максимальной автоматизацией. Компания Petro-Hurt подтвердила повышение эффективности планирования скважин более чем на 50 %. Компания PRI Operating LLC использовала решение DrillPlan в Западном Техасе, чтобы сократить время планирования бурения семи горизонтальных скважин в бассейне Делавэр. Решение помогло спланировать первую скважину за четыре дня, а шесть последующих скважин были запланированы чуть более чем за один день каждая, что сэкономило заказчику 18 дней планирования.

В мире решение Schlumberger используют с 2017 г. Однако в России оно появилось только в 2021 г., поскольку потребовалось время для локализации решения. На текущий период решение в пилотном режиме было опробовано на трёх пилотных проектах на территории РФ. Результаты пилотных проектов позволяют подтвердить данные, полученные зарубежными компаниями: решение позволяет сократить время, затраченное на планирование скважин, на 40–60 % в зависимости от процесса планирования и типа скважин.

Ещё более важным фактором являются новые возможности оптимизации скважин. Возможность автоматического построения траектории на основе введённых ограничений, полная картина по всем расчётам, собранная в одном месте, автоматический пересчёт всех расчётов при изменении любого параметра дают возможность наиболее полной инженерной оптимизации скважины и открывают новые возможности там, где это казалось уже маловероятным. При этом автоматизация решения позволяет подтянуть любые инженерные изменения и учесть их в сроках строительства скважин. В промежуток времени, который ранее выделялся на создание программы бурения

ния, теперь возможно рассмотрение большого количества гипотез и выбора оптимального со всех точек зрения дизайна скважины. Результаты пилотных проектов показывают возможности оптимизации скважин при ковровом бурении и уже наработанном опыте на 5 % и более как по срокам бурения, так и по стоимости скважин.

Выводы

Эффективность взаимодействия специалистов мультидисциплинарных групп значительно повышает эффективность планирования скважин. Внедрение современных облачных технологий позволяет выстроить более эффективный процесс и сместить фокус с отдельных инженерных расчётов на консолидированную оптимизацию всех аспектов планирования скважины, а автоматизация позволяет сократить сроки и высвободить время для всестороннего анализа. Возможности цифровой программы бурения позволяют минимизировать затраты на рутинные задачи. Новые способы работы и сотрудничества помогают принимать более взвешенные решения, основанные на надёжных знаниях.

СОЗДАНИЕ ИНСТРУМЕНТОВ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИИ (СЕРОВОДОРОДНОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ, АГРЕССИВНОСТИ СРЕДЫ) СИСТЕМ ДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ (ASPEN HYSYS)

Данилов И. И.

Сведения об авторе

Данилов Иван Ильич,

инженер по интегрированному моделированию
центра интегрированных операций
ЛУКОЙЛ Мид-ист проект «Западная Курна-2».
E-mail: Ivan.Danilov@lukoil-international.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ASPEN HYSYS, МОНИТОРИНГ КОРРОЗИИ, КОРРОЗИОННАЯ АГРЕССИВНОСТЬ СРЕДЫ, ANSI/NACE MR0175, МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА, АНАЛИТИКА ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА, ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ.

Процесс интегрированного моделирования находит всё большее применение при оптимизации и анализе работы систем добычи и подготовки месторождений нефти и газа.

Использование программных продуктов для моделирования площадных объектов (систем подготовки нефти и газа), таких как Aspen Hysys, UniSim Design, совместно с отраслевыми методиками — ANSI/NACE MR0175 [1], ISO 15156-1:2015, ГОСТ Р 53678-2009 [2] — позволяет создать ряд инструментов для оценки и контроля агрессивности добываемой продукции по отношению к материальному исполнению систем, а также оценить качество товарной продукции при изменяющихся параметрах работы добывающего фонда.

Создание данных инструментов является актуальной задачей при реализации проекта «Западная Курна-2» по ряду причин, а именно:

— Проект предусматривает разработку двух формаций — формации Мишриф (активная стадия разработки) и формации Ямама (реализуется проект по пилотной эксплуатации).

— Цель пилотного проекта — оценка продуктивности добывающих скважин, возможных осложнений, технологии подготовки флюида формации Ямама.

— Пилотный проект предусматривает совместный сбор и подготовку флюидов по существующей системе формации Мишриф.

— Материальное исполнение существующей системы сбора и подготовки формации Мишриф определено, исходя из концентрации сероводорода в добываемом флюиде 0,15 % мол.

— Различия свойств флюидов формации Мишриф и формации Ямама (с повышенным содержанием сероводорода — до 3,75 % мол — по сравнению с 0,15 % мол по формации Мишриф) обуславливают риски повышения коррозионной активности среды при совместных сборе и подготовке.

— Отсутствует обоснование возможности долгосрочной совместной эксплуатации пилотных скважин формации Ямама по системе сбора и подготовки формации Мишриф.

В рамках пилотного проекта по освоению формации Ямама предполагается обустройство трёх добывающих скважин. На площадке каждой скважины предусмотрена система предварительной дегазации нефти с рабочим диапазоном давлений от 0,8 до 7,5 бар(и). Данный факт обуславливает различную концентрацию сероводорода в сепарированном флюиде формации Ямама, направляемом в систему сбора и подготовки формации Мишриф.

Основными документами, используемыми при выборе материального исполнения систем, являются NACE MR0175 (Petroleum and Natural Gas Industries — Materials for Use in H₂S-containing Environments in Oil and Gas Production) и его аналог ГОСТ Р 53679-2009 (ISO 15156-1:2001) (Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа). В соответствии с указанными выше документами выбор материалов выполняется на основании парциального давления сероводорода, значения pH среды, концентрации растворенных хлоридов и иных галогенидов, присутствия окислителей, температуры, гальванических явлений, наличия механических повреждений.

В случае совместной эксплуатации формации Мишриф и формации Ямама возможно значительное изменение факторов, оказывающих влияние на степень коррозионной активности среды, указанных выше. В дополнение к этому после начала эксплуатации выявлен ряд отличий от принятых проектных решений — повышенная концентрация сероводорода в флюиде скважин формации Ямама, более высокая устьевая температура, эксплуатация при различном давлении и без предварительной сепарации, различная пропорция флюида формации Мишриф и формации Ямама (в случае ограничения добычи в целом по месторождению). Данные условия требуют создания инструмента, позволяющего оценить адекватность выбранных материалов системы сбора и подготовки формации Мишриф при различных параметрах эксплуатации.

Программные продукты для моделирования площадных объектов, такие как Aspen Hysys (Aspen Technology) и UniSim Design (Honeywell), позволяют выполнить широкий перечень расчётов, основанных на композиционной модели флюида и выбранного пакета для расчёта свойств (расчёт фазового состояния, компонентного состава, физических свойств паровой и жидкой фазы). Эти расчёты включают расчёт материально-тепловых балансов, определение скоростей движения сред, расчёт параметров работы статического и динамического оборудования, расчёт оптимальных параметров эксплуа-

тации. Функционал данных программных продуктов позволяет реализовать множество пользовательских инструментов при интеграции результатов расчёта материально-теплого баланса, стандартных методик расчёта и фактических данных по параметрам эксплуатации систем добычи [3, 4, 5].

Модель площадных проектов применяется на проекте «Западная Курна-2», начиная с самых ранних фаз реализации проекта, и использована как на стадии проектирования, так и в настоящее время — на стадии эксплуатации системы добычи. Построение модели выполнено в программном продукте Aspen Hysys.

В рамках данной работы выполнено следующее:

— Актуализация существующей модели площадных объектов — PVT-модели флюида, — доработана логика расчёта и расчётная схема модели, добавлены материальные потоки, соответствующие точкам контроля параметров эксплуатации по системе сбора и подготовки.

— Адаптация методики выбора материального исполнения системы в соответствии с NACE MR0175 при выполнении расчётов использованием модели и фактических параметров эксплуатации системы добычи.

— Разработка и реализация алгоритма автоматической фильтрации и передачи фактических параметров эксплуатации в модель площадного объекта, выполнения и сохранения результатов расчёта.

— Создание интерфейса пользователя, позволяющего провести анализ параметров работы системы — оценить коррозионную активность по системе сбора и подготовки, оценить концентрацию сероводорода по системе сбора и подготовки, оценить динамику изменения параметров, выполнить сопоставление расчётных и фактических параметров.

— Проверка принятых подходов по оценке коррозионной активности, выполнение лабораторных испытаний по определению скорости коррозии в фактических условиях эксплуатации.

Общий вид интерфейса пользователя представлен на *рисунке 1*.

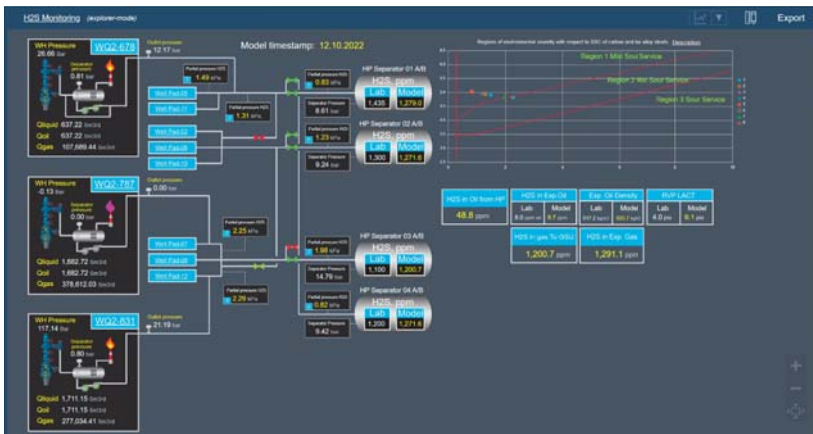


Рисунок 1 — Интерфейс пользователя для мониторинга коррозионной агрессивности среды

Ценность данной работы заключается в следующем:

— В Активе создан инструмент, позволяющий объективно подойти к оценке рисков при эксплуатации системы сбора и подготовки в условиях, отличных от проектных, выявить наиболее критичные точки системы для проработки мероприятий по снижению рисков.

— Созданный инструмент может быть дополнен с учётом получения дополнительных данных по эксплуатации систем, проведения дополнительных лабораторных испытаний, результатов коррозионного мониторинга.

— Созданный инструмент является готовым решением и может быть тиражирован на другие Активы Компании, где вопрос оценки коррозионной активности среды и влияния на материалы систем является более острым, — повышенное давление и температура, повышенные концентрации H_2S и CO_2 , высокая минерализация попутно добываемой воды и т. д.

— Опыт, полученный при реализации данного инструмента, позволяет расширить применение программных продуктов для моделирования площадных объектов с целью оценки потенциала систем подготовки, выполнения специальных расчётов по оценке режимов работы технологического оборудования, выполнения расчётов участков систем в динамическом режиме. Выполнение расчётов по заранее определённому алгоритму позволяет сократить трудозатраты на выполнение рутинных операций по вводу данных и выгрузке результатов расчёта и уделить большее внимание анализу параметров эксплуатации системы.

Список использованных источников:

1. ANSI/NACE MR0175/ISO 15156-2. Petroleum and Natural Gas industries — Materials for Use in H₂S-containing environments in Oil and Gas Production. ANSI/NACE/ISO 2009, 44 p.

2. ГОСТ Р 53678-2009. Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащий сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов. М. Стандартинформ, 2011 – 25 с.

3. Кузнецов, О. А. Основы работы в программе Aspen HYSYS. — М. — Берлин : Директ-Медиа, 2015. — 153 с.

4. Кузнецов, О. А. Начало работы в Aspen HYSYS V8. — М. — Берлин : Директ-Медиа, 2015. — 68 с.

5. Кузнецов, О. А. Моделирование схемы переработки природного газа в Aspen HYSYS V8. — М. — Берлин : Директ-Медиа, 2015. — 116 с.

ВОСПРОИЗВЕДЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ МЕТОДАМИ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

Захаров Л. А., Пономарева И. Н.

Сведения об авторах

Захаров Лев Андреевич,
ведущий специалист
проектного офиса по развитию
единого информационного пространства
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».
E-mail: lev.zakharov@pnn.lukoil.com

Пonomарева Инна Николаевна,
профессор кафедры
«Нефтегазовые технологии»
Пермского национального исследовательского
политехнического университета.
E-mail: permpolitech@gmail.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ДЕБИТ ЖИДКОСТИ, СТАТИСТИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ, НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.

Контроль за величиной динамического пластового давления в зонах дренирования добывающих и нагнетательных скважин является важнейшим элементом системы непрерывного мониторинга разработки месторождений углеводородов [1–3]. На практике величина пластового давления определяется по данным гидродинамических исследований (ГДИ) скважин. Недостатком ГДИ как инструмента определения пластового давления следует считать необходимость продолжительной остановки скважин, что приводит к недоборам нефти [4]. Кроме того, невозможность одновременной остановки всех скважин для одномоментного определения пластового давления в значительной мере снижает достоверность оценки энергетического состояния всей залежи. В этой связи в настоящее время широкое распространение получили методы косвенного определения пластового давления, в том числе основанные на применении искусственного интеллекта [5–7]. Обобщённый принцип использования методов искусственного интеллекта заключается в обработке накопленных промысловых данных большого объёма (Big Data), включающих непосредственные фактические определения пластового давления при ГДИ и других геолого-технологических параметров, и в последующем установлении взаимной связи между ними, которая выражается в виде математической модели.

Из общего перечня методов искусственного интеллекта в данной работе рассматриваются два направления — многомерное статистическое моделирование (множественная регрессия) и методы машинного обучения.

Многомерное статистическое моделирование является известным прогностическим инструментом, успешно применяющимся при установлении взаимосвязей в пределах сложных систем, для которых не существует достоверных аналитических решений. Многомерное статистическое моделирование характеризуется обширным опытом применения для решения задач нефтяного инжиниринга [8].

В качестве метода машинного обучения в работе рассматривается градиентный бустинг. Данный метод основан на последовательном построении деревьев решений, а результаты предыдущего дерева используются для улучшений следующего.

Настоящая работа посвящена сравнительной оценке двух указанных методов искусственного интеллекта при их использовании с целью воспроизведения динамического пластового давления. В качестве объекта исследований выбрана турнейско-фаменская залежь Шершневского месторождения, характеризующаяся довольно сложными геолого-технологическими условиями разработки (горизонтальные и наклонно-направленные скважины, сложное строение коллектора), что позволит в полной мере оценить функционал методов искусственного интеллекта.

При построении многомерных статистических моделей использована значительная по объёму выборка, включающая $n = 189$ определений. Помимо прогнозируемой величины — пластового давления, — в выборку включены также следующие геолого-промысловые данные: начальное пластовое давление, индивидуальное для каждой скважины ($P_{пл0}$), продолжительность эксплуатации скважины (T), дебиты скважин по жидкости нефти ($Q_{ж}$, $Q_{н}$), начальное и текущее значения проницаемости пласта в зоне дренирования скважины (k_p , k_c), скин- и газовый факторы (S , G), забойное давление ($P_{заб}$).

Непосредственно перед статистическим моделированием выполнен корреляционный анализ, заключающийся в исследовании статистической связи между всеми параметрами. Сам процесс моделирования выполнен с использованием оригинального подхода, широко применяющегося учёными ПНИПУ (В. И. Галкин и др.) для изучения особенностей формирования различных геолого-технологических показателей. Суть подхода заключается в предварительном ранжировании всей выборки (от максимального до минимального значений) по величине прогнозируемого параметра — пластового давления. После ранжирования выборки выполняется пошаговое построение статистических моделей: первая модель строится при $n = 3$, следующая — при $n = 4$ и так далее, до полного использования всей выборки.

Всего построено 187 статистических моделей определения пластового давления, для каждой из построенных моделей вычислены статистические оценки работоспособности, в том числе коэффициент множественной корреляции R , уровень значимости p , стандартная ошибка расчёта S_0 . Как отмечено ранее, пошаговое моделирование позволяет детально изучать про-

цесс формирования прогнозируемой величины и выделять управляющие ею факторы. Для иллюстрации данного подхода на рисунке 1 представлена диаграмма, отражающая значения коэффициента множественной корреляции R на различных диапазонах моделирования.

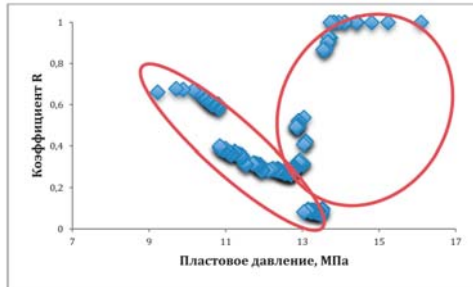


Рисунок 1 — Изменение коэффициента множественной корреляции R на различных диапазонах пластового давления

На представленной диаграмме отчётливо выделяются два характерных участка: левый — в диапазоне пластовых давлений до 12,5 МПа — характеризуется непрерывным снижением коэффициента R , правый — повышением его величины. Соответственно, можно констатировать различия в процессе формирования пластового давления на диапазонах более и менее 12,5 МПа. Данное специфическое поведение коэффициента R послужило основой разделения всей выборки с целью построения функциональных моделей определения пластового давления, которые имеют следующий вид:

Диапазон 1 (более 12,5 МПа)

$$P_{\text{пл}}^{M1} = 0,22P_{\text{пл0}} - 0,001T + 0,017S + 1,7; \quad (1)$$

при $R = 0,808$; $p < 0,0000$.

Диапазон 2 (менее 13 МПа)

$$P_{\text{пл}}^{M2} = 0,075 P_{\text{пл0}} - 0,0003T + 0,2658P_{\text{заб}} - 0,201Q_{\text{н}} + 1,79; \quad (2)$$

при $R = 0,845$; $p < 0,0000$.

Модели (1) и (2) характеризуются довольно высокими статистическими оценками работоспособности, однако интерес представляет также их сравнительный анализ, который позволяет установить различия в процессе формирования пластового давления на двух выделенных диапазонах. В начальный период разработки залежи величина пластового давления определяется, в основном, его индивидуальным для скважины начальным значением, а также продолжительностью эксплуатации скважины. Включение на третьей позиции величины скин-фактора свидетельствует о вероятных деформационных процессах коллектора. При снижении пластового давления ниже величины в 12,5 МПа на величину пластового давления начинают влиять также технологические показатели эксплуатации скважин, такие как забойное давление и дебит.

Следует отметить, что аналогичный вывод о двухэтапном процессе формирования пластового давления в процессе разработки получен учёными ПНИПУ применительно к условиям месторождения им. Сухарева. При этом граница диапазонов для всех трёх объектов указанного месторождения обозначена авторами на отметке в 60 % от величины начального (для каждой залежи) пластового давления. Сопоставление граничного давления (12,5 МПа) для условий рассматриваемой в работе турнейско-фаменской залежи Шершевского месторождения с величиной начального пластового давления (21 МПа) в полной мере подтверждает вывод, что смена условий формирования пластового давления также происходит при снижении пластового давления до величины в 60 % от начального. Данный вывод представляет несомненный научный интерес и позволяет обоснованно подходить к решению задач контроля и управления энергетическим состоянием залежи.

Следующий этап работы посвящён изучению особенностей использования градиентного бустинга с целью воспроизведения пластового давления при разработке нефтяных залежей. На основе указанного метода разработаны алгоритмы, реализованные в соответствующем модуле автоматизированного сервиса Data Stream Analytic (DSA). Следует отметить, что несомненным преимуществом метода является простота практического использования, скорость вычислительных операций и минимальный перечень информации, используемой в качестве исходных данных. Для воспроизведения пластового давления минимально необходим один фактический замер пластового давления по ГДИ. В качестве исходных данных используются значения дебитов скважин и коэффициентов их эксплуатации, представленные в стандартном для корпоративных баз данных ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» формате. Интерфейс программного комплекса представлен на *рисунке 2*.

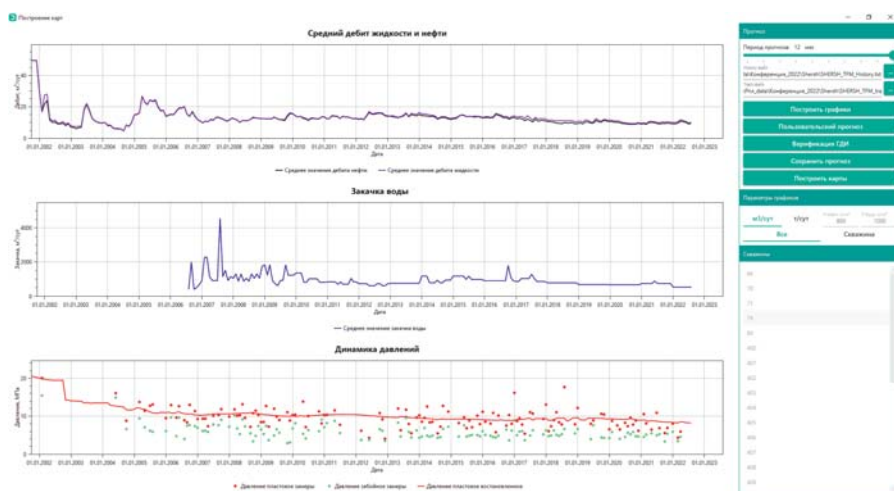


Рисунок 2 — Интерфейс ПО DSA

В свою очередь, возможность оценки пластового давления в зонах дренирования всех скважин на один момент времени позволила изменить принцип графического контроля за энергетическим состоянием залежи и включить в функционал ПО возможность построения одномоментной карты изобар. Следует отметить, что включение данной возможности в полной мере отвечает требованиям к импортозамещению технологий в области нефтегазового инжиниринга.

Сравнительный анализ достоверности воспроизведения пластового давления двумя методами выполнен посредством построения и анализа корреляционных полей (рисунок 3), сопоставляющего фактические пластовые давления и значения, рассчитанные двумя сравниваемыми методами с применением экзаменационной выборки ($n = 30$), ранее не использованной при построении рабочих моделей

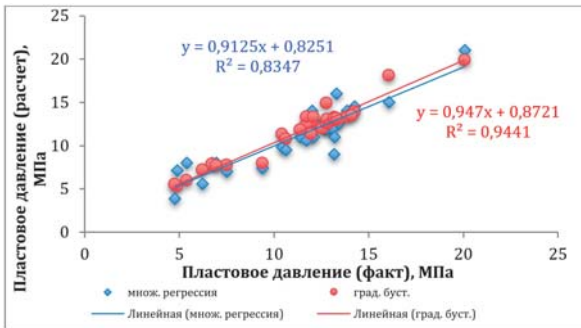


Рисунок 3 — Сопоставление расчётных и фактических значений пластовых давлений

Из анализа приведённого рисунка следует, что оба метода искусственного интеллекта с примерно равной высокой степенью достоверности воспроизводят величину пластового давления для условий сложнопостроенной турнейско-фаменской залежи Шершневого месторождения и могут быть рекомендованы к практическому применению.

Условием применения моделей (1) и (2) является полное соответствие входных параметров диапазонам значений, которые использованы в качестве исходных данных. Включение в оба уравнения на ключевых позициях такого показателя, как продолжительность эксплуатации скважины, является одним из основных факторов, ограничивающих применение метода множественной регрессии. Преимуществом метода является возможность детального изучения особенностей формирования пластового давления в течение периода фактической разработки месторождения. Метод градиентного бустинга носит более прикладной характер, нежели метод множественной регрессии, поскольку не имеет указанных ограничений.

Рассмотренные в работе методы искусственного интеллекта, несмотря на подтверждённую высокую достоверность, являются косвенными, и эффективность их применения во многом определяется компетентностью

пользователя. Как следствие, следует отметить ключевую роль их тщательной многосторонней экспертизы с привлечением специальных инструментов для широкого спектра геолого-технологических условий.

Список используемых источников

1. Escobar F. H., Hernandez Y. A., Hernandez C. M. (2007) Pressure Transient Analysis for Long Homogeneous Reservoirs Using TDS Technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 58 (1–2), pp. 68–82. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.11.010.

2. Hazim Al-Attar (2014) A Simple Method For Estimating Average Reservoir Pressure and Well Flow Efficiency in Volumetric Oil Reservoirs. Conference: Second ADRAC, Abu Dhabi.

3. Olalere Oloruntobi, Stephen Butt (2019) Energy-based Formation Pressure Prediction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 173, pp. 955–964. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.10.060.

4. Mohammed S., Enty G. S., Amarfio E. M. (2014) Determination of Average Reservoir Pressure from Constant-Rate Drawdown Test. Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, August 2014. Paper Number: SPE-172424-MS. DOI: 10.2118/172424-MS.

5. Бобб, И. Ф. Международный опыт создания нефтегазовых IT-технологий для моделирования месторождений / И. Ф. Бобб // Георесурсы. — 2018. — Т. 20. — № 3. — С. 193–196. DOI: 10.18599/grs.2018.3.193-196.

6. Евсюткин, И. В. [и др.]. Глубокие искусственные нейронные сети для прогноза значений дебитов добывающих скважин / И. В. Евсюткин, Н. Г. Марков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2020. — Т. 331. — № 11. — С. 88–95. DOI: 10.18799/24131830/2020/11/2888.

7. Ran Jia, Yikai Lv, Gongwen Wang, Emmanuel John M. Carranza, Yongqing Chen, Chao Wei, Zhiqiang Zhang. A stacking Methodology of Machine Learning for 3D Geological Modeling with Geological-Geophysical Datasets, Laochang Sn camp, Gejiu (China). *Computers*.

8. Галкин, В. И. [и др.]. Прогноз пластового давления и исследование его поведения при разработке нефтяных месторождений на основе построения многоуровневых многомерных вероятностно-статистических моделей / В. И. Галкин, И. Н. Пономарева, Д. А. Мартюшев // Георесурсы. — 2021. — Т. 23. — № 3. — С. 70–75. DOI: 10.18599/grs.2021.3.10.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОНОМНЫХ УСТРОЙСТВ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА В КОМПОНОВКЕ ВТОРИЧНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ

Иванова Е. Ю.

Сведения об авторе

Иванова Екатерина Юрьевна,
главный геолог
департамента скважинного сервиса
ООО «СибБурМаш».
E-mail: ivanovaey@sibburmash.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АВТОНОМНЫЕ УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА, ВТОРИЧНОЕ ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ, МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАНИЕ ЗАКАНЧИВАНИЯ, ЧАШЕЧНЫЕ ПАКЕРЫ, ИЗВЛЕКАЕМАЯ ПАКЕР-ПОДВЕСКА, ФИЛЬТР-ХВОСТОВИК.

Изучая существующие проблемы разработки месторождений на третьей и четвёртой стадиях, компании-производители стремятся создать оборудование для технологических ремонтно-изоляционных работ (РИР) на уже существующих скважинах. Технологию вторичного заканчивания скважин можно отнести к одному из видов методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [1].

Технология вторичного заканчивания предполагает использование концепции заканчивания скважин с автономными устройствами контроля притока (АУКП) — разделение хвостовика на интервалы, выравнивание общего притока и ограничение нежелательных флюидов в скважинах действующего фонда с растущими показателями дебитов нежелательных флюидов, а также в остановленных по причине прорыва воды/газа скважинах.

Спуск оборудования при вторичном заканчивании выполняется в существующий хвостовик, который оборудован фильтрами и разделён на несколько зон набухающими пакерами [2].

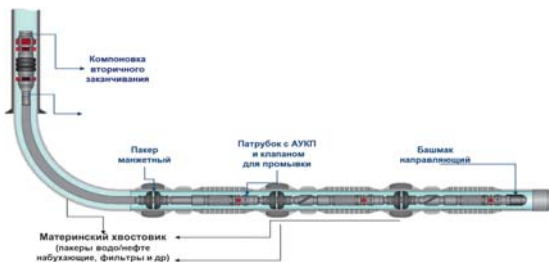


Рисунок 1 — Компоновка заканчивания

Новая компоновка, в сущности, повторяет классическую компоновку заканчивания, но с использованием оригинального оборудования, выполненного на базе стандартной насосно-компрессорной трубы (НКТ) патрубке с АУКП — башмака, манжетно-чашечных пакеров, пакер-подвески, центраторов (рисунк 1). Дизайн оборудования выполнен с учётом возможности её полного извлечения в случае, если такая необходимость возникнет.

Оборудование, применяемое для вторичного заканчивания

Патрубок с АУКП представляет собой часть трубы НКТ (2–3 м) диаметром 60 мм, 73 мм и 89 мм (рисунк 2).



Рисунк 2 — Патрубок с АУКП

На патрубке реализована специальная камера, в которую устанавливается АУКП и клапан для промывки с возможностью применения кислот для очистки продуктивной зоны пласта в процессе эксплуатации. Патрубок оборудован фильтр-элементом для наибольшей защиты АУКП и предотвращения выноса песчаных частиц из пласта.

Пакер манжетный по принципу «кап ту кап» (рисунк 3), предназначенный для избирательной изоляции интервалов, является изделием многоразового использования.



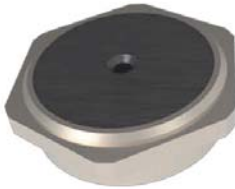
Рисунк 3 — Пакер манжетный

Пакер-подвеска, извлекаемый с механической активацией и гидравлическим отсоединением от спускного инструмента, представлен на рисунке 4.



Рисунк 4 — Пакер-подвеска

Компоновка вторичного заканчивания может быть реализована с двумя видами АУКП: для нефтедобывающих скважин — тарельчатого типа с плавающим диском (рисунк 5) второго поколения и для газодобывающих скважин — АУКП канального типа первого поколения (рисунк 6).



Рисунк 5 — АУКП тарельчатого типа



Рисунк 6 — АУКП канального типа

Преимущества АУКП

Преимущества АУКП состоят в следующем:

- Автономное ограничение поступления нежелательной высокоподвижной фазы (вода/газ) не требует скважинных операций в процессе эксплуатации на поверхности.
- Выравнивание профиля притока и депрессии вдоль горизонтального ствола скважины.
- Повышение коэффициента извлечения нефти (КИН).

Пять этапов реализации технологии вторичного заканчивания

Реализация технологии вторичного заканчивания осуществляется в пять этапов, а именно:

1. Подбор скважины кандидата согласно специальным условиям.
 2. Проведение стендовых испытаний по данным Заказчика (производительность потока АУКП и др.).
 3. Подбор компоновки с АУКП в специализированном программном комплексе, моделирование работы скважины. Расчёт дохождения компоновки вторичного заканчивания до проектного забоя.
 4. Подготовка скважины к спуску оборудования. Спуск и активация оборудования непосредственно в скважине.
 5. Мониторинг работы оборудования в скважинных условиях.
- Далее о каждом этапе рассказывается более подробно.

1 этап

Для реализации технологии вторичного заканчивания скважина должна соответствовать следующим техническим и геологическим условиям:

1. Наличие герметичных нефте/водонабухающих пакеров, разобщающих ствол скважины на интервалы — компоновке первичного заканчивания.

2. Высокое забойное давление и отсутствие возможности для его снижения механизированным способом добычи (при прорыве газа).

3. Потенциал скважины: получение необходимого прироста дебита нефти при снижении забойного давления во время эксплуатации скважины.

4. Отсутствие гидро-разрыва пласта (ГРП) на скважине.

5. Наличие данных фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород (ФЕС).

6. Подходящая кривизна ствола (инклинометрия) — исключение скважин с петлёй гистерезиса.

7. Актуальные данные промыслово-геофизических исследований (ПГИС).

8. Разница между вязкостями нефти и воды от 3 сПз (при прорыве воды).

9. Хвостовик должен быть равнопроходным.

2 этап

Стендовые испытания АУКП проводятся согласно стандарту API 19ICD [3]. В стандартную программу испытаний входит следующее:

1. Определение производительности потока — получение зависимости расхода от перепада давления.

2. Целостность потока — ресурсные испытания стабильности расхода при больших давлениях.

3. Статическое давление — испытания прочности корпуса АУКП статическим давлением (17 МПа), превышающим перепад давления в рабочем режиме.

4. Испытание на инициирование потока шлама и испытание на закупорку осадка — проверка работы АУКП в условиях покачивания и осаждения бурового раствора.

5. Испытание на эрозийный износ элементов АУКП — стойкость к износу при прокачке абразивных частиц (72 часа).

3 этап

После проведения тщательного подбора скважин-кандидатов по ним производится моделирование с учётом всех скважинных условий и данных по пластовому флюиду.

Программное обеспечение (ПО) для проведения моделирования является собственной разработкой компании «СибБурМаш». ПО представляет собой программу узлового анализа с возможностью статического моделирования. Моделирование притока осуществляется по формуле Джоши; удельный дебит рассчитан на 1 м горизонтального участка ствола скважины [4].

Основным плюсом ПО являются возможность более точной детализации разреза (шаг дискретизации — 1 м), а также расчёт притока из каждой секции, отделённой от пакера до пакера.

При расчётах предоставляется сравнение двух вариантов работы скважины, а именно:

1. Работа скважины без АУКП.

2. Работа скважины с установкой в нижнем заканчивании АУКП.

В расчётах применяются коэффициенты, по ранее полученным данным на стенде.

Подбор количества АУКП и места установки манжетных пакеров выполняется на основании данных ФЭС, полученных при бурении, и компоновки первичного заканчивания.

В моделировании компоновок вторичного заканчивания учитываются данные ПГИС в процессе эксплуатации [5]. Возможен расчёт изменения параметров работы скважины совместно с заказчиком (в гидродинамическом симуляторе).

При подборе компоновки вторичного заканчивания производится расчёт дохождения компоновки до проектного забоя в специализированном программном комплексе **WellPlan** (расчёт остаточного веса компоновки на крюке).

4 этап

В подготовку ствола скважины к спуску компоновки вторичного заканчивания [6] входит следующее:

1. Постановка бригады капитального ремонта скважин (КРС).
2. Подъём подземного оборудования.
3. Подготовка скважины к спуску оборудования, в том числе:
 - скрепирование интервала установки пакер-подвески в эксплуатационной колонне;
 - спуск шаблона имитатора с магнитом в хвостовик.
4. Подготовка и сборка оборудования компоновки вторичного заканчивания на устье согласно утверждённой мере.
5. Подгонку компоновки осуществляют с помощью ГИС (ГК, МЛМ) и меры «материнского» хвостовика.
6. Активация пакер-подвески, извлечение установочного инструмента.

5 этап

Мониторинг работы скважины и оборудования [1] является самым ответственным, сопровождение должно осуществляться всесторонне для получения качественных и достоверных данных со скважины. Режим работы скважины — это главный показатель качественной работы оборудования.

Перед запуском скважины подготавливаются рекомендации по запуску скважины с оборудованием АУКП. После запуска скважины отслеживаются следующие параметры:

1. Контроль скважины после запуска и вывода её на рабочий режим.
2. Контроль сохранения забойного давления.
3. Отслеживание изменений в режиме работы скважины в течение 30 дней с момента запуска.
4. Подготовка отчёта по проведённым работам.

Выводы

Технология вторичного заканчивания позволяет выполнить следующее:

1. Перевести скважины из бездействующего фонда в работающий.
2. Провести технологический РИР без применения химических реагентов, что позволит сократить срок технического простоя скважины.

3. При отсутствии запланированного результата при эксплуатации скважины оборудованием вторичного заканчивания с АУКП полностью извлекается с помощью одной спускоподъемной операции.

Список используемых источников

1. Назарова, Л. А. Разработка нефтегазовых месторождений с трудно-извлекаемыми запасами / Л. А. Назарова. — М. : МРГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. — 156 с.

2. Басарыгин, Ю. М. [и др.]. Заканчивание скважин / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. — М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001 — 399 с.

3. API American petroleum institute (2020). Inflow Control Devices API Specification 19ICD, 58 p.

4. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / В. С. Бойко. — М. : «Недра», 1990 — 424 с.

5. Добрынин, В. М. [и др.]. Промысловая геофизика / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян. — М. : «Недра», 1986. — 342 с.

6. Молчанов, А. Г. Подземный ремонт скважин / А. Г. Молчанов // Подземный ремонт скважин: Учебное пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве. — М. : «Недра», 1986. — 208 с.

МОДУЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

Ишмурзина Н. М., Ишмурзин А. А.

Сведения об авторах

Ишмурзина Назыра Мухамеджановна,

кандидат технических наук,
доцент кафедры «Прикладная физика»
ФГБОУ ВО БашГУ,
директор ООО «Газнефетехнология».
E-mail: nmvafina@mail.ru

Ишмурзин Абубакир Ахмадуллович,

доктор технических наук,
профессор кафедры «Машины и оборудование
нефтяных и газовых промыслов»
ФГБОУ ВО УГНТУ.
E-mail: ishmurzin36@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, СОСТАВ ГАЗА, ФРАКЦИОНИРОВАНИЕ НА МЕТАН И ЭТАН, ТУРБОДЕТАНДЕР, ХОЛОДИЛЬНАЯ УСТАНОВКА.

Введение

Попутный нефтяной газ (ПНГ) состоит из метана и более тяжёлых углеводородов — этана, пропана, бутана. В нём могут содержаться и неуглеводородные составляющие — соединения азота, серы, кислорода. В состав ПНГ может также входить значительное количество высших углеводородов, увлекаемых основным потоком газа. В процессе подготовки газа к транспорту [1] ПНГ фракционируют на «сухие» и «жидкие» углеводороды. «Сухой газ» состоит из метана и этана, которые в гомологическом ряду располагаются по соседству, поэтому их трудно расчленить обычной сепарацией. Тем не менее, их нужно разделить, поскольку метан является энергетическим сырьём, а этан — нефтехимическим. Этан в нефтехимической промышленности пользуется большим спросом в качестве сырья, а метан применяется в качестве экологически чистого топлива. Жирные составляющие ПНГ — пропан, бутан — также имеют целевые назначения; их подвергают различным видам переработки и получают товарную продукцию [2].

Наиболее распространённым методом подготовки газа, если он имеет достаточно высокое давление для получения необходимой температуры, яв-

ляется следующий. Газ охлаждают путём пропускания через дроссель, в котором реализуется эффект Джоуля–Томсона, обуславливая охлаждение газа на температурном уровне до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. После этого газовые фракции отделяются от образовавшейся жидкой фазы в нефтегазовом сепараторе. Отсутствие высокого давления ПНГ лишает этой возможности. Поэтому в перспективе при изменении конъюнктуры рынка могут приобрести значительную актуальность технологические процессы обработки газа на температурном уровне $-90\text{ }^{\circ}\text{C}$, которые сейчас реализуются исключительно в заводских условиях. Поставленная задача полного извлечения этана из состава ПНГ в промышленных условиях может быть реализована, очевидно, лишь в турбодетандерных агрегатах, обеспечивающих необходимую температуру охлаждения газа.

Характерный фракционный состав попутного нефтяного газа для многих нефтяных месторождений РФ до поступления в установку низкотемпературной сепарации (НТС) приведён в *таблице 1*, откуда видно, что этан занимает внушительную долю в составе газа (20,62 % по объёму).

Таблица 1 — Состав попутного нефтяного газа до сепарации

№ п/п	Название компонента	Объёмный %	№ п/п	Название компонента	Объёмный %
1	Метан — CH_4	53,84	7	Н-Пентан — $\text{CH}_3(\text{CH}_2)3\text{CH}_3$	1,22
2	Этан — C_2H_6	20,62	8	Азот — N_2	1,13
3	Пропан — C_3H_8	14,48	9	Углекислый газ — CO_2	0,18
4	И-Бутан — $(\text{CH}_3)3\text{CH}$	2,17	10	Н-Гексан — C_6H_{14}	0,65
5	Н-Бутан — $\text{CH}_3(\text{CH}_2)2\text{CH}_3$	4,41	11	Гептан — C_7H_{16}	0,12
6	И-Пентан — $(\text{CH}_3)2\text{CHCH}_2\text{CH}_3$	1,17	12	Октан — C_8H_{18}	0,01

В общем объёме газа, поступающего в установку подготовки газа (УПГ), большая часть приходится на метан, который в основном используется как бытовое топливо. Этан по своим физическим параметрам очень близок к показателям метана, поэтому в термобарических условиях УПГ его невозможно отделить от метана, ввиду чего он вместе с метаном идёт в топку. В то же время известно, что этан является ценнейшим нефтехимическим сырьём. Всё это свидетельствует о необходимости отделения этого компонента от попутного нефтяного газа, т. е. от метана.

Таким образом, сохранение и капитализация этана как целевого компонента является актуальной проблемой. В статье предлагается её решать переводом этана в жидкое состояние путём охлаждения ниже критической температуры на ранней стадии сбора ПНГ.

1. Существующая система сбора нефти, газа и воды

В настоящее время для сбора и подготовки продукции нефтяных скважин применяется высоконапорная герметизированная система (рисунок 1). Её технологическая особенность состоит в предварительном разделении ком-

понентов в системе сбора путём совмещения гидродинамических и физико-химических процессов с целью оптимизации подготовки сырой продукции для её окончательного разделения на фазы в установках подготовки товарной нефти и попутного нефтяного газа.

Попутный нефтяной газ после его отделения на площадке ДНС транспортируется по отдельному трубопроводу до установки подготовки газа (УПГ), как правило, находящейся рядом с центральным пунктом сбора нефти (ЦПС). Остаток газа, выделяемый на установке подготовки нефти (УПН), также подаётся на УПГ.

Разделение на жидкость и газ осуществляется на установке подготовки газа (УПГ).

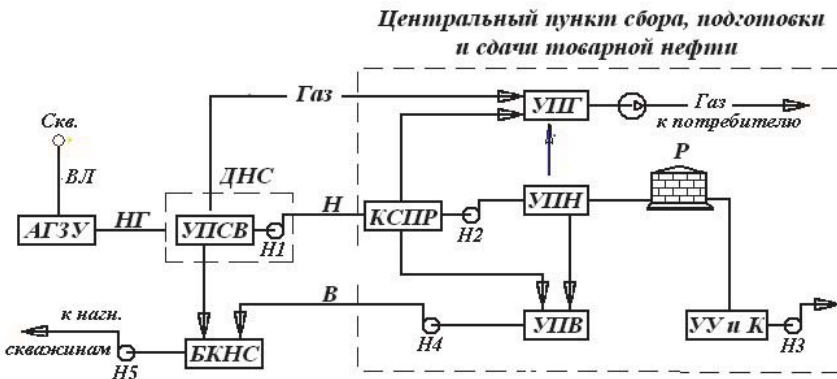
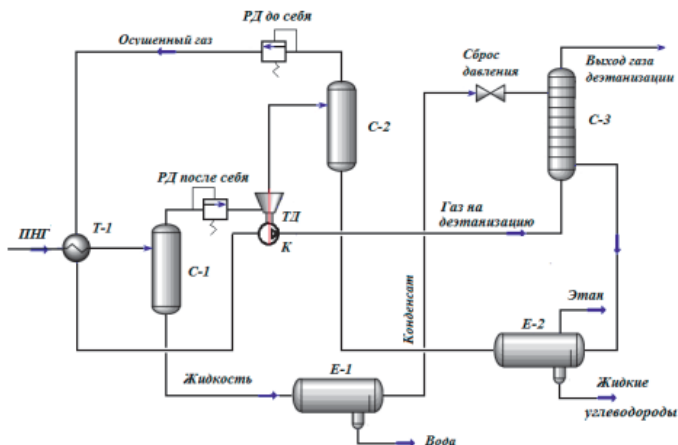


Рисунок 1 — Общая схема унифицированной высоконапорной герметизированной системы сбора, подготовки нефти, газа и воды

2. Принципиальная гидравлическая схема холодильной установки с турбодетандером

Принципиальная технологическая схема холодильной установки с турбодетандером представлена на рисунке 2. Одной из задач в этой системе является фракционирование смеси газа на целевые компоненты, среди которых наиболее значимо извлечение этана [3].

Установка состоит из двух сепарационных блоков: турбодетандерного и деэтанализации. Попутный нефтяной газ в составе из газовой фазы, углеводородной жидкости и капельной влаги поступает в рекуперативный теплообменник Т-1, где происходит его охлаждение встречным потоком отходящего охлаждённого в турбодетандере газа. Температура охлаждения при этом составит примерно на 10...20 °С ниже температуры после турбодетандера. В процессе теплообмена температура осушенного газа в соответствии с термодинамическими условиями повышается, однако при совершении работы в турбодетандере она снова понижается. Основное охлаждение газа происходит при совершении работы в процессе вращения вала компрессора.



3

Рисунок 2 — Принципиальная технологическая схема извлечения этана из попутного нефтяного газа с применением турбодетандера:

ПНГ — попутный нефтяной газ; С-1, С-2, С-3 — двухфазные сепараторы «газ — жидкость»; ТД — турбодетандер; ТК — турбокомпрессор; Е-1 и Е-2 — ёмкости для сбора отсепарированной жидкости; РД после себя и РД до себя — регуляторы давления газа перед входом в турбодетандер и после него

После теплообменника газ поступает во входной сепаратор С-1, который, отняв жидкие составляющие ПНГ (в том числе и капельную воду), предупреждает попадание жидкости в турбодетандер. Далее, пройдя регулятор давления «РД после себя», который поддерживает стабильное давление при входе в турбодетандер, ПНГ поступает в турбодетандер. На выходе из турбодетандера охлаждённый до минимальной температуры газовый поток в соответствии с критическими термобарическими параметрами превращается в двухфазное состояние. Разделение фаз на составляющие реализуется в гравитационном сепараторе С-2. Смонтированный после газосепаратора регулятор давления «РД до себя» даёт возможность стабилизировать режим работы турбодетандера и газосепаратора.

3. Упрощённая схема сепаратора С-3 для деэтанации

Окончательное отделение этана от метана реализуется в сепараторе для деэтанации, упрощённая схема которого приведена на рисунке 6 [4]. Принцип действия основан на создании вращательной струи газа в аппарате при поступлении в него тангенциально, далее закрученный поток газа проходит в трубку с коническим расширением, которое выполнено для более чёткого разделения жидкой и газообразной фаз. При вращательном движе-

нии потока, по аналогии с аппаратом Ранка–Хилша, в нём происходит энергетическое расслоение газа на составляющие: «горячий» в периферии и «холодный» в центре.

Молекулы этана, почти в два раза превышающие молекулы метана по массе, оказываются на периферии потока и, согласно энергетическому закону Гиббса, адсорбируют на поверхности жидкого пропана, постепенно проникая вовнутрь него за счёт взаимной диффузии. В качестве абсорбента подобрана смесь нестабильного газового конденсата по той причине, что вещества, схожие между собой природной близостью свойств, хорошо растворяются друг в друге. Степень равновесия любой химической системы характеризуется термодинамической функцией — свободной энергией.

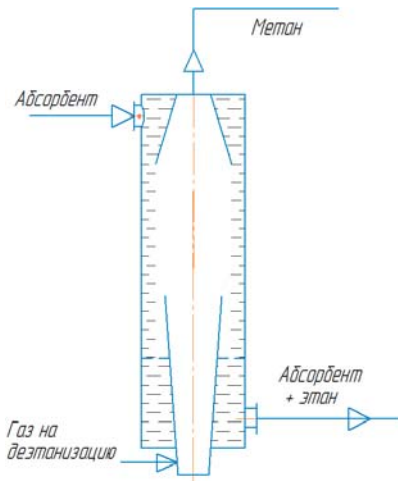


Рисунок 6 — Устройство для глубокого охлаждения попутного нефтяного газа

4. Предстоящие работы при выполнении проекта

Проект предусматривает исследование эксплуатационных характеристик напряжённо-деформированного состояния полевого передвижного турбодетандера в реальном неадиабатическом режиме работы в районе добычи нефти с учётом климатических условий, в которых он функционирует. Кроме того, проект предусматривает уточнение вспомогательных компоновочных элементов турбодетандера, т. е. дизайна с учётом полученных результатов теоретических исследований.

Расчёт температуры охлаждения газа в турбодетандере обычно ведут для адиабатического режима работы, что является лишь теоретической базой для оценки результатов. Турбодетандер, функционируя в реальных климатических условиях, подвергается воздействию температуры окружающей среды, имеет теплообмен с ней. В связи с появлением температурного напряжения отдельные узлы агрегата подвергаются принудительному

охлаждению. Эти элементы будут подвергаться проверке на напряжённо-деформированное состояние.

Цель проекта: исключение потерь этана путём извлечения его из состава попутного нефтяного газа в ранней стадии его транспортировки.

Задачи, решаемые в проекте:

1. Разработать технологическую схему извлечения этана из попутного нефтяного газа с применением турбодетандера.

2. Разработать математическую модель температурного микроклимата и теплового напряжения отдельных деталей турбодетандерного агрегата.

3. Создать программу расчёта напряжённо-деформированного состояния элементов турбодетандера в ANSYS.

4. Оптимизировать компоновку турбодетандерной установки за счёт качественного дизайна в условиях неадиабатического режима работы.

5. Выдать рекомендации по оптимизации распределения температурного потенциала: в сопловом аппарате и в области торможения потока газа.

Предлагаемый комплекс имеет ряд преимуществ по сравнению с существующими способами охлаждения. Проект предусматривает создание теоретической базы мобильной малогабаритной турбодетандерной установки для охлаждения попутного нефтяного газа с фракционированием всех основных компонентов.

Список используемых источников

1. Ишмуззина, Н. М., Ишмуззин, А. А. Г 60. Рациональное использование попутного нефтяного газа: учебник для вузов / Н. М. Ишмуззина, А. А. Ишмуззин. — Уфа : Нефтегазовое дело, 2010. — 376 с. : ил. ISBN 978-5-94920-085-8.

2. Ишмуззина, Н. М., Ишмуззин, А. А. И 60. Механика дисперсных систем в нефтегазовом производстве : научное издание. — Уфа : ООО «Резонанс», 2012. — 260 с.: ил. ISBN 5-7831-0647-X.

3. Патент № 97277. Оpubл. 10.09.2010. Бюл. № 25. Ишмуззина Н. М., Камалов А. М. Установка для выделения этана из смеси с метаном.

4. Патент на изобретение № 2655349 «Устройство для глубокого охлаждения природного и попутного нефтяного газов». Оpubл. 25.05.2018. Бюл. № 15.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ЦПС «МИШРИФ» КАК ЧАСТЬ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА АКТИВА ЗАПАДНАЯ КУРНА-2

Казарцев Е. В., Яхин В. А.

Сведения об авторах

Казарцев Евгений Валериевич,

кандидат технических наук,

менеджер ЦПС филиала

«ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд.» в Басре.

E-mail: Evgenii.Kazartcev@lukoil-international.com

Яхин Вадим Анисович,

инженер-технолог ЦПС филиала

«ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лтд.» в Басре.

E-mail: Vadim.Yakhin@lukoil-international.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, ОПТИМИЗАЦИЯ, ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ, ИЗДЕРЖКИ, ДЕЭМУЛЬСАЦИЯ И ОБЕССОЛИВАНИЕ НЕФТИ, СМЕСИТЕЛЬ, ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ.

Успешность предприятий нефтегазовой отрасли связана с эффективностью технологических операций, издержки которых составляют существенную долю в затратах производства и в конечном счёте компенсируются дополнительными энергетическими и материально-сырьевыми ресурсами [1], что в итоге приводит к увеличению потребления энергии на всех этапах нефтегазового бизнеса. Технологические операции в цепочке создания ценности продукта играют ключевую роль, влияющую как непосредственно на производство, так и на входящую и исходящую логистику.

Хотя основной целью повышения операционной эффективности является снижение производственных издержек, во многих случаях эти инициативы также приводят к сокращению углеродного следа [2]. В связи с этим повышение энергоэффективности и оптимизация процессов подготовки нефти, газа, воды является приоритетной и актуальной задачей любого нефтегазового предприятия как в целях сокращения издержек, так и в целях декарбонизации производства. Конкретные действия зависят от специфики индустрии в отдельных странах, поэтому производственная политика устанавливает различные краткосрочные и долгосрочные цели (рисунки 1) [3].

Сфера действия	Краткосрочные	Долгосрочные
Декарбонизация	<ul style="list-style-type: none"> Утверждение целей декарбонизации в основе программ восстановления 	<ul style="list-style-type: none"> Утверждение целей по производству и экспорту низкоуглеродных продуктов/технологий
Структурные изменения	<ul style="list-style-type: none"> Переориентация существующих производственных мощностей для интеграции более экологичных целей добавленной стоимости (в соответствии с относительным преимуществом) 	<ul style="list-style-type: none"> Продвижение новых производственных и инновационных возможностей (несмотря на существующие относительные преимущества)

Рисунок 1 — Приоритетные направления промышленной политики

Согласование промышленной политики с подходом к восстановлению по принципу «лучше, чем было» означает их использование для достижения целей устойчивого развития с учётом глобальных тенденций, влияющих на будущее индустриализации, а также реального риска глобальных бедствий, таких как пандемия COVID-19. Этого можно достичь путём принятия стандартов устойчивости для производства промышленных товаров, внедрения низкоуглеродных технологий, а также — в более широком смысле — реализации промышленной политики, направленной на стимулирование спроса на низкоуглеродные технологии [3].

На рисунке 2 выделены направления декарбонизации производства [2], доступные для применения в условиях актива Западная Курна-2 (ЗК-2).

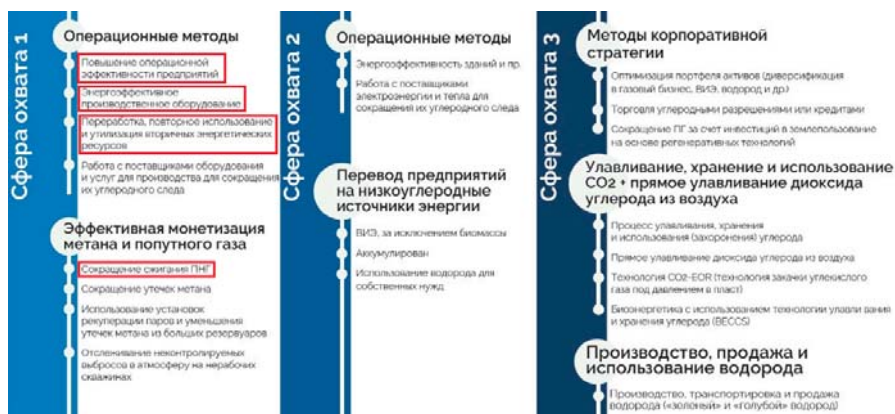


Рисунок 2 — Методы декарбонизации нефтегазового производства по сферам охвата
Энергоэффективное производственное оборудование — направления декарбонизации, доступные для применения в активе ЗК-2

В соответствии со схемой рисунка 2, доступными для актива ЗК-2 являются три направления декарбонизации первой сферы охвата (прямые выбросы), относящиеся к операционным методам, а именно:

— **повышение операционной эффективности** за счёт внедрения системы управления оптимизацией производства, включающей элементы комплексного и системного управления качеством, концепцию бережливого производства и методику «шесть сигм», выявления и внедрения лучших практик, программ непрерывного совершенствования и строгого контроля за соблюдением регламентов;

— **энергоэффективное оборудование** на основе увеличения количества оборудования с высоким показателем энергосбережения, модернизация оборудования с целью снижения энергоёмкости процессов;

— переработка, повторное использование и утилизация вторичных энергетических ресурсов — **сокращение потребления ресурсов при сохранении объёма выпуска и качества товаров и услуг**, что предполагает повторное и вторичное использование, а также переработку того, что не может быть использовано повторно.

Направление, относящееся к эффективной монетизации попутного нефтяного газа (ПНГ), связано с **увеличением утилизации и сокращения его сжигания**, что предусмотрено рабочей программой крупных капитальных проектов актива ЗК-2, в том числе:

- расширение газотурбинной электростанции (ГТЭС) на три газовые турбины;
- установка сероочистки, осушки, стабилизации и компримирования ПНГ;
- строительство газопровода и инфраструктуры газового «хаба» Аль-Ратави.

Центральные производственные сооружения (ЦПС) «Мишриф» предназначены для подготовки нефти, газа и воды, включают основные участки подготовки продуктов и вспомогательные системы с технологическими потоками (таблица 1).

Таблица 1 — Проектные характеристики систем подготовки ЦПС «Мишриф»

Система подготовки	Конечный продукт / технологический поток	Производительность
Подготовка нефти	Нефть на экспорт	60 000 т/сут
Подготовка газа	Топливный газ на нужды ГТЭС	480 000 м ³ /сут
	Топливный газ на собственные нужды	72 000 м ³ /сут
	Факельный газ на сжигание	5 000 000 м ³ /сут
Подготовка воды	Пластовая вода	10 000 м ³ /сут
	Промывная вода на обессоливание	4 100 м ³ /сут
	Вода для охлаждения нефти и оборудования	120 000 м ³ /сут
	Сервисная вода	1500 м ³ /сут

Со времени запуска ЦПС в 2014 г. служба эксплуатации выявляет несовершенства технологии и оборудования, проводит изменения проектных решений для повышения энергоэффективности и оптимизации процессов, практические результаты которых имеют определённый эффект (таблица 2).

Соответствующие практическим оптимизациям эффекты можно выразить в денежной форме для оценки результатов как в рамках сокращения издержек, так и в рамках декарбонизации производства, поскольку все они относятся к операционным методам, но сфера применения изменений ограничена спецификой ЦПС «Мишриф».

Широкое внедрение перспективных решений и технологий по оптимизации и декарбонизации нефтегазового производства требует более глубоких

Таблица 2 — Изменения, направленные на оптимизацию процессов ЦПС «Миширф»

№	Изменения проектных решений	Результат/эффект
1	Неиспользование точек дозирования деэмульгатора перед ступенями обессоливания	Сокращение потребления деэмульгатора на 20 %
2	Переход на более дешёвые и эффективные химические реагенты	Сокращение затрат на подготовку нефти на 4,65 млн \$/год
3	Неиспользование экспортных насосов, с откачкой нефти подпорными насосами	Сокращение потребления энергии на 6,0 МВт
4	Снижение давления в сепараторах ВД с 15 до 8 кгс/см ² со смещением запуска УЭЦН	Сокращение потребления энергии на 5,0 МВт
5	Снижение температуры процесса обессоливания со 105 до 95 °С	Сокращение потребления газа на 11 %
6	Переход на более дешёвый и эффективный адсорбент H ₂ S (Cu & Zn → Fe)	Сокращение затрат на подготовку газа на 18,4 млн \$/год
7	Изменение работы и перезагрузки адсорберов для увеличения насыщения адсорбента H ₂ S	Сокращение затрат на подготовку газа на 4,4 млн \$/год
8	Использование газа для его подготовки в тех сепараторах ВД, где концентрация H ₂ S = min	Сокращение затрат на подготовку газа на 7,85 млн \$/год
9	Сокращение доли потребления промывной воды для обессоливания нефти с 9 до 5 %	Сокращение затрат на подготовку воды на 260 тыс. \$/год
10	Неиспользование части водоподготовки при удовл. качестве воды, сбрасываемой с УПН	Сокращение затрат на подготовку воды на 250 тыс. \$/год
11	Выявление «узких мест» и проверка систем подготовки воды на максимальную мощность	Увеличение производительности систем подготовки пластовой воды на 5 тыс. м ³ /сут
12	Выявление «узких мест» и проверка систем подготовки нефти на максимальную мощность	Увеличение производительности систем подготовки нефти с 60 → 72 тыс. т/сут

изменений, таких как модернизация оборудования. Оборудование для обработки сырьевых потоков является ключевым звеном, влияющим на качество конечного продукта, поэтому несовершенство оборудования, применяемого для дозирования, подачи, ввода и смешивания в обрабатываемых потоках, предлагается устранять с применением нижеследующих инновационных разработок.

Обработка нефти химреагентами. К несовершенствам обработки потока сырой нефти относится неэффективный расход химреагентов, вызванный тем, что точка дозирования реагента выбирается на удалении до сепаратора с целью максимального выравнивания концентрации введённого компонента в объёме потока обрабатываемой нефти. В таких точках дозирования происходят постоянные пульсации расхода продукции скважин, и часть химреагента дозируется необоснованно, поскольку при постоянном его расходе удельный расход меняется и при его минимуме случаются сбои, тогда как при максимуме происходит перерасход химреагента (рисунки 3). Синхронизировать подачу нефти и реагента в таких условиях не удаётся, т. к. затруднён контроль за расходом многофазной нефтегазоводяной смеси.

В ходе анализа ситуации и патентных исследований данное техническое противоречие было разрешено изобретением [4], принцип работы которого

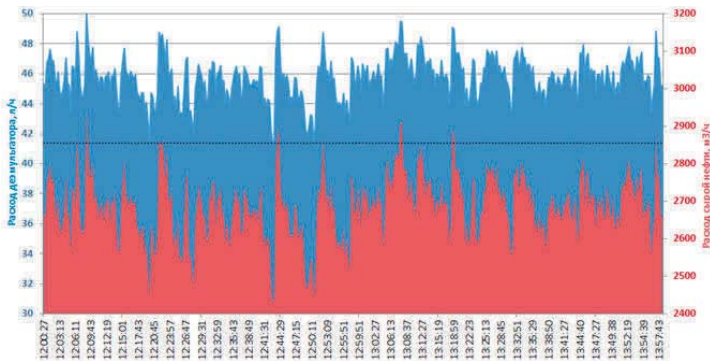


Рисунок 3 — Синхронизация расхода деэмульгатора адекватно флуктуациям нефти:
 ■ оптимизированный и •••• минимальный расход деэмульгатора; ■ расход нефти

заключается в постоянном контроле расхода нефтяной фазы в обрабатываемом потоке и адекватно этому, автоматическому регулированию расхода деэмульгатора, что было внедрено на ЗК-2 для модернизации блоков дозирования антивспенивателя и деэмульгатора в рамках «Капитального ремонта и модификации на производстве».

Промывка нефти при обессоливании имеет следующие несовершенства:

- завышенный расход рабочего агента — промывной воды — вследствие неэффективного смешения из-за недостаточной гомогенности смеси нефти с водой;

- повышенные энергетические затраты на организацию процесса смешения, т. к. большинство статических смесителей работает на принципе создания перепада давления обрабатываемого потока;

- для преодоления гидравлических сопротивлений на статических смесителях в технологической линии используется питающий насос центробежного типа, в рабочих колёсах которого редиспергируется и стабилизируется нефтяная эмульсия, что приводит к дополнительным затратам на подготовку нефти.

Из приведённого описания несовершенств, связанных с обработкой потоков химреагентами, очевидна общая причина — неоднородность распределения вводимых компонентов по сечению обрабатываемого потока. Для усреднения концентрации вводимого компонента в потоке предлагается использовать принцип и конструкцию устройства струеинжекционного смешения на основе применения подхода к организации диспергирования вводимого компонента отдельными струями, формируемыми вводными отверстиями, представленными на рисунке 4 и в описании изобретения [5].

Нефть поступает в смеситель через диффузор приёмной камеры, распределяется по смесительным каналам из смесительных трубок с рассчитанной геометрией. Режим течения в трубках меняется на более спокойный, что создаёт условия послойного течения, обеспечивающего малую скорость сдвига при смешивании потока нефти с промывной водой, подаваемой в смеситель в межтрубное пространство корпуса, омывая наружную поверхность смеси-

тельных трубок, инжектируется через вводные отверстия в виде струй и смешивается с нефтью. Потoki водонефтяной смеси из смешивательных каналов попадают в конфузур сборной камеры и покидают смеситель.

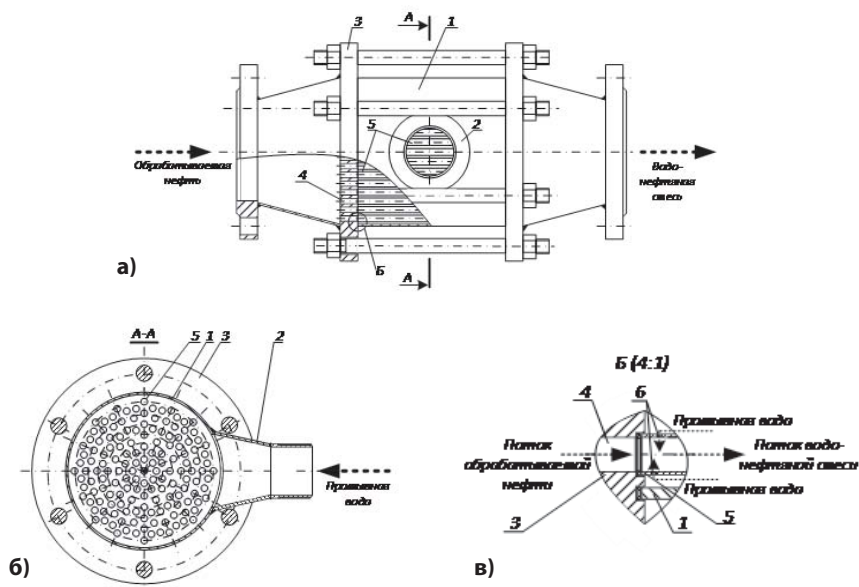


Рисунок 4 — Струеинжеционный смеситель: а — общий вид; б — разрез; в — элемент; 1 — корпус; 2 — патрубок; 3 — крышки; 4 — отверстия; 5 — трубки; 6 — вводные отверстия

В ходе исследования [6] были проанализированы характеристики работы статических и инжекционных смесителей, и из анализа следует, что для всех устройств, кроме инжекционных, характерно высокое гидравлическое сопротивление, поскольку на смешивательных элементах этих устройств и расходуется энергия основного потока, обеспечивая тем самым требуемую дисперсность компонентов. Возникающий перепад давления в таких устройствах приводит к дополнительным энергетическим затратам в виде повышенного давления нагнетания основного потока за счёт применения насосов преимущественно центробежного типа, где на рабочих колёсах происходит интенсивное дробление капель, образуется стойкая эмульсия.

С учётом того, что при обессоливании нефти расход промывочной воды в десятки раз меньше расхода обрабатываемого потока нефти, энергии на прокачку компонента через инжекционный смеситель затрачивается гораздо меньше, чем на прокачку обрабатываемого потока через смесители других типов, и это приводит к существенному сокращению потребления электроэнергии.

Экономический эффект от внедрения результатов исследования [6] только по представленным двум модернизациям оценивается в 300 тыс. долларов США в год.

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

— повышение энергоэффективности и оптимизация процессов подготовки нефти, газа и воды является актуальной и приоритетной задачей не только для сокращения производственных издержек, но и для декарбонизации производства;

— выявлены направления декарбонизации производства, доступные для реализации в условиях актива ЗК-2;

— в значительной степени снизить углеродный след на месторождении ЗК-2 позволит крупный инвестиционный проект, относящийся к эффективной монетизации ПНГ и связанный с утилизацией факельного газа ЦПС «Мишриф»;

— мероприятия, направленные на повышение энергоэффективности и оптимизации процессов ЦПС «Мишриф», значимы для декарбонизации и имеют практическую ценность для актива ЗК-2 в виде сокращения издержек;

— осложнения при обработке нефти, газа и воды, связанные с несовершенством оборудования, применяемого для дозирования, подачи и смешения, могут быть решены с применением инновационных разработок, которые позволяют адаптировать и использовать их на аналогичных производствах других предприятий.

Список используемых источников

1. Левченко, Д. Н., Бергштейн, Н. В., Николаева, Н. М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. М. : Химия, 1985. — 168 с.

2. Грушевенко, Е. [и др.]. Декарбонизация в нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России. М. : МШУ Сколково, 2021. — 158 с.

3. Организация Объединённых Наций по промышленному развитию. Отчёт о промышленном развитии — 2022. Будущее индустриализации в постпандемийном мире. Обзор. Вена, 2021. — 44 с.

4. Пат. 2538186 Российская Федерация, МПК F 17 D 3/12. Автоматическое устройство дозирования деэмульгатора / Сидоров Д. А., Казарцев Е. В., Коротков Ю. В., заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». — № 2013111898/06. заявл. 15.03.2013, опубл. 10.01.2015, Бюл. № 1. — 6 с.

5. Пат. 2643967 Российская Федерация, МПК B01F 5/04. Способ струеинжекционного смешения текучих сред и устройство для его осуществления / Быков И. Ю., Цхадая Н. Д., Казарцев Е. В., заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет». — № 2015122686/А. заявл. 11.06.2015, опубл. 06.02.2018, Бюл. № 04. — 14 с.

6. Казарцев, Е. В. Основы создания проточного струеинжекционного смесителя с синхронизацией дозирования деэмульгатора для интенсификации обессоливания и обезвоживания нефти: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Е. В. Казарцев. — Ухта, 2020. — 237 с.

РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАТРУБНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Калинников В. Н.

Сведения об авторе

Калинников Владимир Николаевич,

главный специалист

по планированию разработки месторождений

департамента разработки месторождений

СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть».

E-mail: Kalinnikov@tatneft.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ, ЗАТРУБНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ.

Неравномерность выработки запасов, а также падение объёмов добычи нефти вследствие истощения извлекаемых запасов являются ключевыми факторами для поиска эффективных методов повышения нефтеизвлечения, одним из которых является водогазовое воздействие на пласт. Однако реализация технологии водогазового воздействия требует значительных капитальных вложений на начальном этапе для строительства газопровода до объектов закачки.

Также известно, что на длительно разрабатываемых месторождениях вследствие перегруженности трубопроводной системы отмечена проблема роста давления в системе сбора и, как следствие, в затрубных пространствах добывающего фонда скважин. Избыточное количество газа в кольцевом пространстве может приводить к снижению коэффициента наполнения насоса, образованию газогидратов, снижению динамического уровня жидкости в скважине и ряду других осложняющих факторов.

В данной работе выполнено обоснование параметров, предложено технологическое решение для реализации технологии водогазового воздействия с использованием затрубного нефтяного газа для условий одного из участков месторождения ПАО «Татнефть», на котором осуществляется пилотный проект по закачке водогазовой смеси.

В качестве пилотного участка выбран куст из 14 скважин, добывающих продукцию с кыновского и пашийского горизонтов. На основании анализа геолого-промысловой информации для целей закачки водогазовой смеси были выбраны две нагнетательные скважины, обеспечивающие закачку на кыновский горизонт, № 960 и № 335. Для закачки водогазовой смеси выбраны две нагнетательные скважины с общей приёмистостью 125 м³/сут.

Среднее значение пластового давления согласно промысловым данным по соседним от нагнетательных добывающим скважинам на участке составляет 12 МПа.

Терригенный девон предпочтителен с точки зрения отсутствия сероводорода в попутном газе, что исключает необходимость предварительной подготовки газа перед закачкой. Также преимуществами являются низкая вязкость пластовой нефти и низкий коэффициент расчленённости, что повышает эффективность реализации технологии водогазового воздействия. Кроме того, ранее в институте «ТатНИПИнефть» были выполнены фильтрационные исследования по вытеснению нефти из кернов терригенных отложений верхнего девона различными составами водогазовой смеси. Проведённые фильтрационные эксперименты с использованием в качестве агента вытеснения водогазовой смеси с соотношением пластовой воды и сжатого азота в диапазоне от 4:1 до 1:4 показали, что после первичного вытеснения нефти водой закачка в керн водогазовой смеси с последующим возобновлением фильтрации воды приводит к приросту коэффициента вытеснения нефти от 1,9 до 5,9 %.

Также выполнены эксперименты по вытеснению нефти мелкодисперсной водогазовой смесью (МВГС), представляющей собой смесь пластовой воды с пенообразующим поверхностно-активным веществом (ПАВ) АФ 9-12 в количестве 0,3 % (масс.) и сжатого азота с соотношением 4:1 и 1:1. Фильтрация пенной композиции в количестве одного порового объёма с возобновлением фильтрации воды позволила достичь конечного коэффициента вытеснения нефти в диапазоне от 61,3 до 87,8 %. Причём наибольшие коэффициенты вытеснения нефти были получены при фильтрации пенной композиции с соотношением раствора ПАВ к сжатому азоту 4:1. На основании этих результатов предложено для дальнейших расчётов в качестве оптимального газосодержания водогазовой смеси принять значение 20 %. В целях достижения этой величины необходимым для закачки объём газа составляет 2808 м³/сут.

Оценочный расход затрубного газа при принятом оптимальном значении затрубного давления по кусту скважин — 1376 м³. Однако этого объёма недостаточно для обеспечения необходимого газосодержания водогазовой смеси. Недостающий объём газа (1432 м³/сут) предлагается компенсировать за счёт применения азотной адсорбционной установки.

С целью оценки технологической эффективности снижения затрубных давлений на кусте скважин и дальнейшего определения экономического эффекта выполнен расчёт дополнительной добычи нефти. Принимая во внимание то, что скважины куста эксплуатируются с забойными давлениями ниже давления насыщения ($P_{нас} = 9$ МПа для объектов верхнего девона), расчёт дополнительной добычи выполнен с учётом поправки Вогеля.

Оценка эффективности производилась с учётом возможности снижения забойного давления на значение снижения затрубного давления с текущего значения до 1 МПа. Согласно требованиям внутренних регламентирующих документов ПАО «Татнефть», предельно допустимое забойное давление на объектах нижнего девона составляет 4 МПа. Кроме того, при расчёте учте-

ны требования регламентирующих документов к допустимой глубине погружения насосов под динамический уровень, однако в расчёте не учитывается интерференция скважин в связи со сложностью учёта эффекта. С учётом вышеперечисленных условий на слайде приведены исходные данные параметров работы и результаты расчёта по кусту добывающих скважин. Ожидаемое снижение давления затрубного газа до 1 МПа позволит обеспечить прирост добычи нефти на 31,2 т/сут.

С целью проведения водогазового воздействия на пласт на пилотном участке разработана технологическая схема закачки с применением насосно-эжекторной системы (рисунки 1).

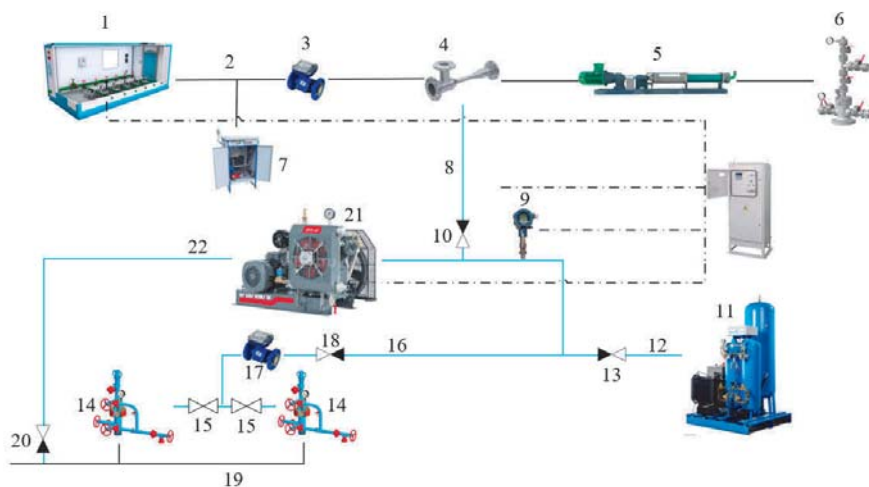


Рисунок 1 — Технологическая схема закачки водогазовой смеси на опытном участке

Установка работает следующим образом: добывающие скважины 14 производят перекачку нефти по выкидному нефтепроводу 19. Затрубные вентили 15 скважин 14 подсоединены к системе газосбора 16. В систему газосбора также производится по линии 12 закачка азота, вырабатываемого азотной компрессорной станцией 11. Линии газосбора от скважин и станции оборудованы обратными клапанами 13 и 18 для исключения перетока газа при образовании разницы давлений в линиях. На станцию управления насосом поступают данные с датчика давления 9, расхода жидкости 3 и расхода затрубного газа 17. Вода на сопло эжектора 4 подаётся с ВРП 1 по водоводу 2.

По данным расходомеров 3 и 17 станция управления 21 регулирует подачу газа азотным компрессором 11 с целью обеспечения необходимого газосодержания водогазовой смеси. В случае превышения допустимого для подобранного эжектора расхода газа либо превышения давления в линии газосбора выше допустимого станция управления 23 на основе показания данных с датчиков расхода 17 и давления 9 запускает в работу компрессор 22, кото-

рый производит сброс газа из газовой линии 8 в выкидной нефтепровод 19. Кроме того, с целью снижения кавитационного эффекта при работе насоса, а также для закачки водогазовой смеси в виде мелкодисперсной смеси в водовод на ВРП подаётся пенообразователь точкой подачи реагента 7.

Известно, что расход затрубного газа добывающих скважин составляет 1376 м³/сут в стандартных условиях. Однако для достижения 20-процентного газосодержания водогазовой смеси в пластовых условиях необходимый объём газа составляет 2808 м³/сут. Необходимую разницу предложено компенсировать азотом, вырабатываемым азотной компрессорной установкой.

С целью расчёта конструкции эжектора была усовершенствована методика Донца К. Г. На *рисунке 2* отображена напорная и энергетическая характеристики рассчитанного эжектора. При фактическом расходе газа 280 м³/сут эжектор работает в близком к оптимальному режиму, которому соответствует средняя точка на графике. Давление на выходе из эжектора составит 2,5 МПа. По результатам расчётов эжектор позволит обеспечить диапазон газосодержания водогазовой смеси от 11 до 32 %.

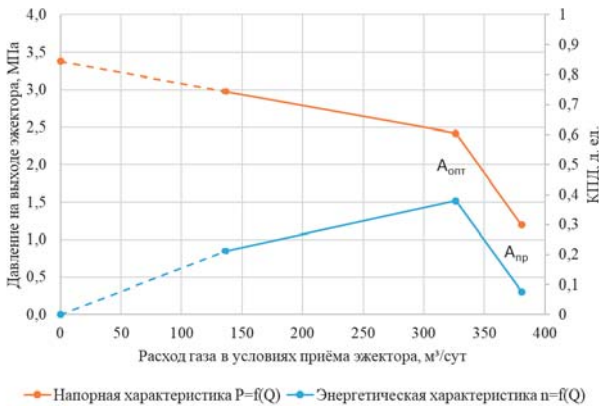


Рисунок 2 — Напорная и энергетическая характеристики рассчитанного эжектора

Чистый дисконтированный доход составляет 198,45 млн руб. за 10 лет. Дисконтированный индекс доходности затрат составляет 1,28. Исходя из полученных результатов, правомерно сделать вывод, что внедрение предлагаемой технологии на рассматриваемом пилотном объекте экономически обосновано.

Выводы и заключение

1. Произведён выбор пилотного участка для реализации предлагаемой технологии водогазового воздействия. По данным геолого-промысловой информации, рекомендовано обеспечить отбор затрубного газа из 14 добывающих скважин, закачку водогазовой смеси производить в нагнетательные

скважины № 335, № 961. Суммарная приёмистость скважин по воде составляет 125 м³/сут.

2. По результатам ранее проведённых фильтрационных исследований, за оптимальным газосодержанием водогазовой смеси для рассматриваемого объекта принято 20 %. Для достижения указанного газосодержания необходимый для закачки объём газа составляет 2808 м³/сут.

3. Оценочный расход попутного нефтяного газа для закачки в пласт при принятом оптимальном значении затрубного давления составляет 1376 м³/сут. Недостающий объём газа (1432 м³/сут) предлагается компенсировать за счёт применения азотной адсорбционной установки.

4. Ожидаемое снижение давления затрубного газа до 10 атм позволит обеспечить прирост добычи нефти на 31,2 т/сут.

5. Чистый дисконтированный доход составляет 198,45 млн руб. за 10 лет. Дисконтированный индекс доходности затрат составляет 1,28. С учётом полученных результатов внедрение предлагаемой технологии на рассматриваемом пилотном объекте экономически обосновано.

Список используемых источников

1. Брусиловский, А. И. Эффективный подход к описанию свойств пластовых углеводородных систем при планировании разработки нефтяных и газонефтяных залежей [Текст] / А. И. Брусиловский, А. Н. Нугаева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2005. — № 7. — С. 50–54.

2. Обоснование применения газового и водогазового воздействия. Этап 2. Анализ теоретических и экспериментальных работ по газовым и водогазовым методам воздействия на пласт [Текст] : отчёт о НИР / ВНИИнефть; рук. Желтов Ю. В.-М. : 1988. — С. 56–67.

3. Ильясова, Е. З. Разработка критериев выбора эффективных методов утилизации нефтяного газа. — Автореферат дис. ... канд. техн. наук. — Уфа, 2009. — 26 с.

4. Атнабаев, З. Ф. Совершенствование эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов с эжектором на месторождениях Западной Сибири [Текст] : Дис. ... канд. техн. наук. — Уфа, 2007. — с. 105.

5. Дроздов, А. Н., Дроздов, Н. А. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи: учебное пособие. — М. : РУДН, 2019. — 160 с.

6. Дроздов, А. Н., Дроздов, Н. А., Горбылева, Я. А., Горелкина, Е. И. Применение струйных аппаратов в нефтепромысловом деле. — М. : Спутник+, 2020. — 328 с.

7. Донец, К. Г. Гидроприводные струйные компрессорные установки. — М. : Недра, 1990. — 174 с.

8. Дроздов, А. Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях. — М. : МАКС пресс, 2008. — 312 с.

ОПЫТ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА ПО СОПРОВОЖДЕНИЮ И ПРИМЕНЕНИЮ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ

Марков П. В.

Сведения об авторе

Марков Павел Владимирович,
кандидат физико-математических наук,
руководитель проекта NS Digital
(ООО «НГИ», ГК Нефтьсервисхолдинг).
E-mail: markov.pv@pnsh.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД, ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ, ВЕРИФИКАЦИЯ ДАННЫХ, МОНИТОРИНГ ГДИС, АВТОМАТИЗАЦИЯ, ЦИФРОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, БИЗНЕС-КЕЙСЫ, БИЗНЕС-ПРОЦЕССЫ.

Введение

Современное управление (как операционное, так и стратегическое) разработкой и эксплуатацией месторождений всё больше требует применения комплексных подходов, так как всё больший акцент делается на разработку новых более сложных месторождений с использованием всё более сложных технологий, а также всё чаще работы на месторождении рассматриваются в рамках единых комплексных проектов. В число инструментов решения комплексных задач управления разработкой и эксплуатацией месторождения [1] входят интегрированные модели (ИМ), которые включают в себя модели-компоненты, позволяющие совместно описывать следующее: процессы в пласте, в скважине, в системе сбора и поддержания пластового давления (ППД), в системе подготовки, а также экономику проекта и т. д. Однако одного инструмента мало: также необходимо выстраивать целый комплекс сопутствующих процессов, включающий верификацию данных, мониторинг пластового давления и исследований, автоматизацию, сопровождение ИМ, решение бизнес-задач на ИМ, описание и внедрение бизнес-процессов ИМ, создание кросс-функциональных интегрированных проектных команд, работу над методологиями и компетенциями по упомянутым направлениям и т. д.

Данная статья посвящена описанию работы совместного с заказчиком Центра комплексного сопровождения ИМ в рамках одной из крупных нефтяных компаний (далее Компания), который организован на описанных выше принципах. Приведённая ниже информация о проектах, месторождениях, скважинах, системах сбора и транспорта объекта подготовки является обезличенной; использованные на рисунках данные изменены без потери информативности и физической содержательности.

Общая концепция комплексного подхода по сопровождению и применению интегрированных моделей

Целью проекта создания Центра является реализация комплексного подхода — от исследований до формирования источника качественной информации, необходимой полноты для сопровождения ИМ и решения оперативных и стратегических задач управления месторождением.

Ключевые эффекты от работы Центра:

- повышение адаптивности и скорости реагирования на поступившую новую информацию;
- увеличение качества и оперативности принятия решений;
- бесшовная передача данных, снижающая разрыв между поступлением новой информации и принятием решений;
- максимально эффективное использование ресурсов и снижение коммуникативного барьера.

Текущий статус работы: создан совместный Центр, выбраны несколько пилотных месторождений, которые важны для Заказчика и на которых в пределах одного года идёт отработка концепции комплексного подхода на базе ИМ совместными интегрированными командами (внешний и внутренний подрядчики), выделенными под сопровождаемое месторождение.

Направление бизнес-процессов на +основе ИМ

Работа по проектам осуществляется в рамках кросс-функциональных интегрированных команд: специалисты из четырёх групп Центра (рисунок 1), специалисты внешнего и внутреннего подрядчика. Эффективность создания интегрированных команд подтверждается рядом проектов, направленных



Рисунок 1 — Направления работ в рамках комплексного подхода на базе ИМ

на решения целого спектра задач — начиная от узкоспециализированных, как, например, в работе [2], и заканчивая комплексными проектами разработки месторождений, как, например, описано в [3].

Упомянутый выше совместный Центр является новой структурой, и одной из задач является «вписать» Центр и комплексное сопровождение ИМ в текущие бизнес-процессы в Компании и поэтому в рамках комплексных проектов Центра ведутся работы по описанию и внедрению бизнес-процессов «as is» и «to be»: процессы работы с ИМ, процессы мониторинга ГДИС, процессы верификации данных, процессы взаимодействия Центра с другими структурами Компании (интерфейсы).

Направление верификации данных для ИМ и с помощью ИМ

На рисунке 2 приведена схема взаимодействия групп Центра и подразделений заказчиков в Компании в рамках верификации данных для ИМ. В статье [4] представлены примеры и более детальная схема верификации различных параметров работы скважины на базе интегрированных моделей и отдельных моделей-компонент.



Рисунок 2 — Схема взаимодействия в рамках верификации данных на базе ИМ

Направление мониторинга ГДИС и взаимодействия с ИМ

На рисунке 3 приведена схема взаимодействия групп Центра и других структур в Компании в рамках мониторинга ГДИС для ИМ. В статьях [4] и [5] представлены примеры и более детальная схема верификации данных пластового давления на базе интегрированных моделей (в том числе на базе отдельных моделей-компонент).



Рисунок 3 — Схема взаимодействия группы мониторинга ГДИС в рамках ИМ

На рисунке 4 приведён пример взаимодействия группы мониторинга ГДИС и группы ИМ: выявлена проблема по ИМ, проведены работы по уточнению пластового давления и продуктивности, приняты решения по скважине.



Рисунок 4 — Пример взаимодействия группы мониторинга ГДИС и группы ИМ

Направление сопровождения ИМ и решения бизнес-задач на базе ИМ

На рисунке 5 изображён набор инструментов ИМ, с использованием которых работают интегрированные команды Центра.

В рамках взаимодействия с заказчиками Центра на регулярной основе выполняется поиск бизнес-кейсов и потенциальных эффектов от применения инструментов ИМ и комплексного подхода. В настоящее время ИМ при-

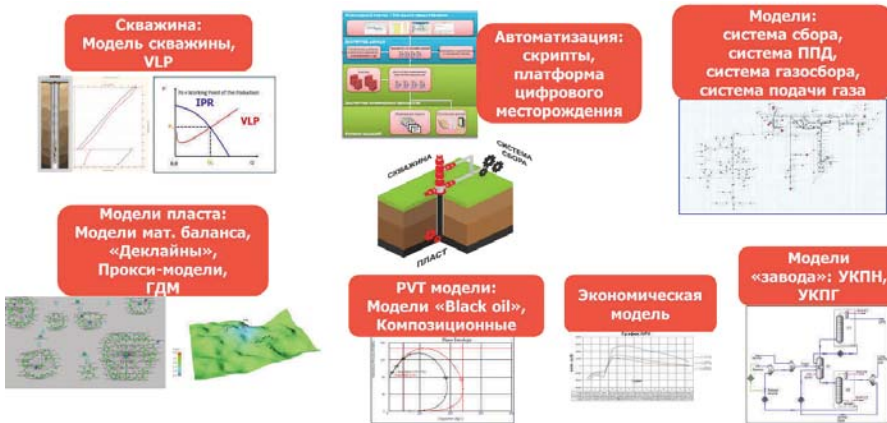


Рисунок 5 — Применяемые инструменты ИМ

меняется для следующих задач, где получены значимые для заказчиков Центра результаты:

— Задачи оптимизации программы исследований (например, обработка внеплановых остановок скважин и онлайн мониторинг исследований скважин).

— Задачи верификации данных в рамках ИМ (в частности, анализ дисбалансов между скважинами и объектами подготовки).

— Задачи автоматизации в рамках отдельных скриптов и рабочих процессов платформы цифрового месторождения, а также задачи сопровождения ИМ при работе с платформой.

— Решение задач в рамках интегрированного плана по месторождению (краткосрочный прогноз и оптимизация).

— Выполнение комплексного обоснования подбора ГНО по скважинам (глубинно-насосное оборудование) на базе ИМ.

— Решение различных задач в рамках среднесрочного планирования развития месторождений (ввод новых объектов инфраструктуры, перераспределение добычи на другие объекты подготовки, оптимизация заводнения и т. д.).

— Оценка уровней добычи и ограничений, подбор оптимизационных мероприятий для долгосрочных стратегических расчётов по месторождению (бизнес-план, план комплексного развития месторождения и т. д.).

— Расчёты сценариев в рамках формирования долгосрочной программы инжиниринга и реинжиниринга на основе ИМ.

Заключение

Основные тезисы данной статьи:

— В настоящее время проводятся работы по пилотным проектам для нескольких месторождений в рамках отдельных интегрированных команд.

— Интегрированные команды включают в себя специалистов со стороны внешнего и внутреннего подрядчиков для заказчиков в Компании.

— Также в рамках интегрированных команд работают группы по моделированию, мониторингу ГДИС, верификации данных, автоматизации и бизнес-процессам.

— Интегрированные команды работают в единой информационной среде с заказчиками.

— По пилотным проектам в настоящее время выполняются зафиксированные ключевые показатели эффективности (КПЭ), а именно:

- верификация информации для ИМ и с помощью ИМ;
- выполнение требований к точности моделей-компонентов ИМ и ИМ в целом;
- расчёт по прогнозным сценариям Заказчика с получением эффектов (бизнес-кейсы).

Список используемых источников

1. Koshkin T. A., Sayfutdinov A. F., Kukushkin V. A., Markov P. V. (2021) Application of Integrated Asset Modeling Approaches for Reservoir Management of a Large Oil Field in Western Siberia. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021, pp. 1–26. <https://doi.org/10.2118/206538-MS>.

2. Radtke C., Mezenen D., Rivenbark M., De Lucia F., Johnston B. (2009) Integrated Team Approach to the Development of a High Expansion, Hydraulic Set, Open Hole Packer. Paper IPTC-14077-ABSTRACT presented at the International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, December 2009. <https://doi.org/10.2523/IPTC-14077-ABSTRACT>.

3. Croucher T. M. (1999) Integrated Team Approach to the Design, Construction, Start Up, and Operation of the World's Most Modern Drilling Rig. SPE Drill & Compl 14: 201–207. <https://doi.org/10.2118/57728-PA>.

4. Markov P. V., Gorshkov A. V., Shadrin S. V. (2021) Complex Approach to Creation and Maintenance of Integrated Asset Models and Implementation of Digital Data Management Platform. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021, pp. 1–14. <https://doi.org/10.2118/206536-MS>.

5. Markov P. V., Botalov A. Y., Gaidamak I. V., Smetkina M. A., Rychkov A. F., Koshkin T. A. (2021) Methodology for Constructing Simplified Reservoir Models for Integrated Asset Models. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021, pp. 1–33. <https://doi.org/10.2118/206544-MS>.

УПРАВЛЕНИЕ ДОБЫЧЕЙ НА ОСНОВЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ РЕШЕНИЙ ПО ИНТЕГРИРОВАННОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ — ЭТО РЕАЛЬНО!

Овчинников А. С., Ромохов К. С., Крохалев А. С.

Сведения об авторах

Овчинников Антон Сергеевич,
начальник управления
интегрированного моделирования
ООО «Парма-Телеком» ГК ITPS.
E-mail: AOvchinnikov@itps-russia.ru

Ромохов Константин Сергеевич,
старший специалист
по интегрированному моделированию
ООО «Парма-Телеком» ГК ITPS.
E-mail: KRomokhov@itps-russia.ru

Крохалев Александр Сергеевич,
директор по цифровой трансформации
нефтегазовых компаний
ООО «Парма-Телеком» ГК ITPS.
E-mail: AKrokhalev@itps-russia.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ИНТЕГРИРОВАННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК, ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ.

Введение

В работе приведены результаты эксплуатации продукта РФД tНавигатор в качестве симулятора интегрированного моделирования на примере нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. Произведено сопоставление результатов моделирования с моделями, выполненными на аналогичном зарубежном программном обеспечении. Отмечены вызовы при моделировании отдельных моделей-компонент. В ответ на вызовы представлены решения, позволяющие работать с ИМ в автоматизированном режиме с целью снижения трудозатрат на поддержание моделей в актуальном состоянии.

Группа компаний ITPS продолжительное время предлагала на рынке цифровой трансформации нефтегазовых активов решения на базе зарубежного программного обеспечения (ПО). Существующий тренд на импортозамеще-

ние затронул и область интегрированных симуляторов. В ITPS было принято решение о старте масштабного тестирования отечественных инструментов для интегрированного моделирования. Для тестирования было выбрано ПО РФД tНавигатор, предлагающее полный цикл создания, адаптации и эксплуатации интегрированной модели.

1. Методика сравнения продуктов

За годы работы с зарубежным ПО был выработан автоматизированный алгоритм по созданию и адаптации моделей-компонент и работе с интегрированной моделью, в том числе включающий подготовку исходных данных к использованию в моделях и формирование отчётности на основе полученных результатов моделирования.

Помимо спектра технологических возможностей для описания свойств моделируемых объектов, для инженера, работающего в ПО для интегрированного моделирования, важными являются удобство интерфейса и скорость работы как в процессе занесения данных и создания моделей, так и в процессе выполнения оперативных и прогнозных расчётов. Для выполнения исследовательской работы был выбран реальный объект, моделирование которого уже проводилось ранее в зарубежном ПО.

Таким образом, можно выделить основные направления в процедуре тестирования ПО РФД tНавигатор, а именно:

- Анализ набора инструментов для создания и настройки моделей-компонент.
- Автоматизация основных операций процесса создания и настройки моделей-компонент.
- Интеграция моделей-компонент, расчёты и интеграция с внешними системами.

Наличие положительно оценённого результата по каждому из направлений говорит об успешной апробации ПО РФД tНавигатор в группе компаний ITPS.

2. Оценка создания моделей компонент

2.1. Моделирование PVT-свойств флюидов

В ходе тестирования была изучена библиотека компонентов, процесс добавления пользовательских компонентов. Также перед адаптацией добавлены эксперименты и результаты измерений. После разбиения добавленного псевдокомпонента на фракции была выполнена адаптация компонентов по всем доступным алгоритмам.

— Разбиение на фракции в PVT Дизайнере имеет меньше вариантов настройки (Whitson, Pedersen), чем в аналогичных зарубежных ПО.

— Отмечена удобная демонстрация параметров, изменившихся при адаптации.

— Отмечена возможность задания приоритета экспериментам и данным.

2.2. Моделирование скважин

Для подробного сравнения построены модели фонтанных скважин. В качестве ПО для построения использовался модуль Дизайнер скважин.

В процессе построения моделей скважин применялись идентичные исходные данные. Были заданы инклинометрия и конструкция, занесены замеры и профиль температур. Расчёт градиента давления был выполнен на пяти корреляциях: Beggs and Brill, Hagedorn–Brown, Fancher–Brown, Orkiszewski, Mukherjee–Brill, на этих же корреляциях были посчитаны VFP таблицы.

Высокая сходимость наблюдается на четырёх из пяти рассмотренных корреляциях. Градиенты, рассчитанные в Дизайнере скважин и аналогичном ПО на корреляции Mukherjee–Brill, отклоняются на величину более 20 %.

Таблица 1 — Результаты сравнения расчёта градиента давления от устья скважины в Дизайнере скважин и аналогичном ПО

Корреляция	Р _{расч} , Дизайнер скважин, Бар	Р _{расч} , аналог, Бар	Откл абс., Бар	Откл отн., %
Скважина 1				
Beggs and Brill	275.7	282.5	6.8	2 %
Hagedorn–Brown	192.8	191.9	–0.9	0 %
Fancher–Brown	213.4	208.3	–5.1	2 %
Orkiszewski	168.6	162.1	–6.5	4 %
Mukherjee–Brill	276.2	226.9	–49.3	22 %
Скважина 2				
Beggs and Brill	163.1	164.56	1.4	1 %
Hagedorn–Brown	147.0	150.44	3.4	2 %
Fancher–Brown	125.1	125.9	0.8	1 %
Orkiszewski	122.1	122.4	0.4	0%
Mukherjee–Brill	172.9	140.6	–32.4	23 %
Скважина 3				
Beggs and Brill	144.8	146.7	2.0	1 %
Hagedorn–Brown	123.5	125.41	1.9	2 %
Fancher–Brown	102.6	102.4	–0.2	0 %
Orkiszewski	96.2	93.4	–2.9	3 %
Mukherjee–Brill	158.1	117.6	–40.5	34 %

Следует отметить следующие достоинства Дизайнера скважин:

- добавление временных шагов для внесения изменений в модель;
- возможность выбирать корреляции для различных участков скважины;
- широкий выбор параметров для адаптации модели;
- быстрый расчёт VFP таблиц с одновременной адаптацией на замеры.

2.3. Моделирование наземных сетей сбора и закачки

Тестирование включало построение и корректировку сети сбора на источниках, анализ корреляций и расчёт потерь, окончательную настройку.

Точность расчёта Дизайнера сетей сравнивалась с аналогичным гидравлическим симулятором многофазного потока жидкости. Расчёт производился на одинаковых корреляциях многофазного потока жидкости. Результаты расчётов представлены в таблице 2.

Таблица 2 — Сравнение расчётных значений линейного давления в Дизайнере сетей и аналогичном ПО

	Корреляции											
	Fancher–Brown			Hagedorn–Brown			Beggs–Brill			Mukerjee–Brill		
куст	ДС	Аналог	Δ, %	ДС	Аналог	Δ, %	ДС	Аналог	Δ, %	ДС	Аналог	Δ, %
1	11.9	11.9	0.1 %	11.9	11.9	0.1 %	14.9	16.1	7.6 %	15.0	15.6	4.2 %
3	12.0	12.0	0.3 %	11.8	11.8	0.1 %	12.8	12.8	0.2 %	13.0	12.3	5.6 %
12	13.8	13.7	1.0 %	12.0	12.0	0.2 %	15.0	15.2	1.1 %	14.2	13.6	3.8 %
17	19.4	19.3	0.6 %	16.0	16.1	0.6 %	24.3	24.8	1.9 %	28.2	20.3	39.4 %
МК-3	25.9	25.4	2.0 %	18.1	18.8	3.8 %	18.3	30.7	40.2 %	26.1	25.8	1.0 %
МК-12	19.4	18.9	2.5 %	12.9	13.4	3.8 %	20.4	19.5	5.1 %	19.6	17.6	11.2 %

Из достоинств Дизайнера сетей стоит отметить более удобное заполнение информации по высотным отметкам.

3. Автоматизация процессов моделирования

Навигатор предлагает в качестве методов автоматизации использовать встроенный механизм Workflow на базе языка Python. Он обеспечивает стандартные операции чтения–записи как из объектов модели, так и из внешних источников. В качестве дополнительного инструмента автоматизации рабочих процессов выступает функционал раздела Множественное редактирование, который позволяет загружать исходные данные и выгружать результаты расчётов по выбранным скважинам.

Встроенные инструменты автоматизации позволяют сразу начать работу с большим количеством скважин или выполнять итеративную обработку одной и той же команды со значительным сокращением трудозатрат. Встроенные Workflow можно использовать в качестве основы для написания более гибких и функциональных инструментов.

Собственные средства автоматизации

Разработаны инструменты для полного цикла создания моделей скважин, занесения замеров, адаптации моделей на занесённый замер, в том числе с использованием алгоритмов верификации замеров на нескольких корреляциях и итеративных алгоритмов адаптации.

Также были разработаны внешние средства автоматизации рабочих процессов, направленные на обработку исходных данных и форматирование результатов расчёта из множественного редактирования в более читаемый и удобный для дальнейшего использования вид.

4. Интеграция моделей-компонент в единый проект

Предлагается два подхода к интеграции:

- Интеграция через перфорации скважин.
- Интеграция через устье скважин. Скважина эквивалентна объекту Источник с фиксированным значением дебитов компонентов смеси.

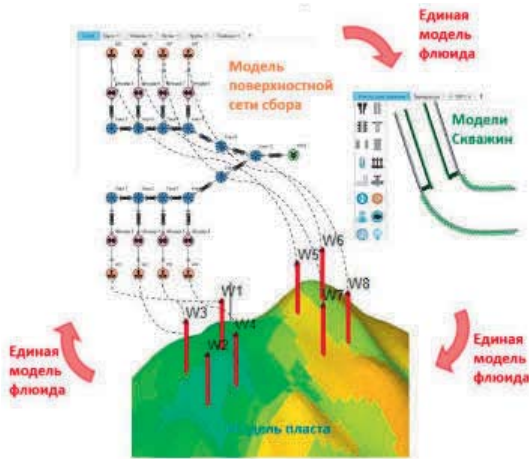


Рисунок 1 — Метод интеграции моделей-компонент

Тестирование включало в себя следующие этапы:

- Интеграция в единый проект.
- Задание сценариев расчёта на краткосрочный и долгосрочный периоды.
- Оценка скорости расчётов, визуализация и выгрузка результатов.

Интерфейс удобен и достаточно прост, прямое подключение сети сбора к гидродинамической модели через перфорации скважины исключает проблемы с интеграцией из-за разницы методов расчёта в сравнении с другими ПО. Помесячный расчёт по скважинам стабильный, при малом количестве скважин время расчёта не увеличивается.

5. Интеграция с внешними системами управления процессами моделирования

Пробная интеграция проводилась с собственным интегратором группы компаний ITPS — AVIST Oil&Gas, предназначенным для решения стратегических задач нефтегазодобывающих предприятий по повышению производственной и экономической эффективности активов.

- Успешно протестирован запуск модели дизайнера сетей на расчёт через консольную версию ПО РФД tНавигатор;

— Успешно протестировано изменение параметров или добавление нового для дизайнера сетей, дизайнера скважин и дизайнера моделей.

6. Сравнение ретроспективных расчётов в Дизайнере Сетей и аналогичном ПО

К модели нефтесбора в Дизайнере Сетей, настроенной на фиксированных источниках дебита, были подключены VFP таблицы, полученные на основе моделей скважин. Были занесены мероприятия по скважинам (изменение частот) и штуцерам (изменение диаметров), данные по падению пластового давления в секцию IPR. Был выполнен сравнительный анализ полученных результатов при прогнозном расчёте в аналогичном ПО.



Рисунок 2 — Сравнение ретроспективных расчётов по добыче нефти в Дизайнере Сетей и аналогичном ПО

7. Вызовы

— Постепенное добавление механизмов автоматизации, что приводит к непрерывной корректировке инструментов автоматизации.

— Отсутствие функций моделирования объектов подготовки, требуется использование Python-объектов с внешней логикой изменения параметров.

— Зачастую ошибки, возникающие в процессе сборки, не имеют привязки к конкретному объекту, что увеличивает время поиска проблемного места.

— С ИМ работают только инженеры по моделированию, что ограничивает эффект от использования данного инструмента.

Заключение

По результатам проведённого тестирования можно сделать вывод, что ПО РФД tНавигатор обладает достаточной функциональностью для построения интегрированных моделей и выполнения сценарных расчётов.

По основным направлениям тестирования получены положительные результаты, а именно:

— Набор инструментов достаточен для создания и настройки моделей-компонент по общепринятому алгоритму.

— Основные операции процесса создания и настройки моделей-компонент успешно автоматизируются с использованием как встроенных инструментов Workflow, так и пользовательских и внешних скриптов.

— Проведена успешная интеграция моделей-компонент в ПО РФД тНавигатор, а также успешно выполнена пробная интеграция с внешней системой AVIST Oil&Gas.

Дополняет положительный результат тестирования оперативная техническая поддержка и принятие во внимание каждого запроса пользователя, что позволяет тесно сотрудничать как в процессе построения моделей специалистами, так и в процессе эксплуатации моделей на местах.

Недостающие функциональности чаще всего уже находятся в разработке на момент запроса либо оперативно вносятся в реестр планируемых доработок.

Таким образом, ПО РФД тНавигатор приближает рынок к тому, что управление добычей с использованием российских решений — это реально!

Список используемых источников

1. РФД (2022) Дизайнер скважин. Руководство пользователя, М. : РФД.
2. РФД (2022) Дизайнер сетей. Руководство пользователя, М. : РФД.
3. Арбузов, В. Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. — Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2011. — 200 с.
4. Multiphase flow Correlations Ability to Model Vertical Lift Performance, — Master Thesis Marthe Gilje Fossmark, University of Stavanger.
5. Production Technology. Edinburgh: Heriot-Watt University, 2010, 476 p.

МОГУТ ЛИ ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, БЫТЬ СКВОЗНЫМИ?

Орлов Д. М.

Сведения об авторе

Орлов Денис Михайлович,

кандидат физико-математических наук,

директор по развитию

ООО «Диджитал Петролеум»,

старший научный сотрудник

Сколковского института науки и технологий.

E-mail: Orlov@petroleum.digital, D.Orlov@skoltech.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ, МАШИННОЕ ОБУЧЕНИЕ, ИСКУССТВЕННЫЕ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ.

Разведка и разработка месторождений полезных ископаемых, включая нефть и газ, всегда сопровождается принятием высокорисковых и капиталоемких решений по управлению активом. В первую очередь, риски связаны с высоким уровнем неопределённости при интерпретации исходной геологической информации о залежи из-за существующих ограничений технологической разведки. Фактически у нас нет надёжных моделей, с помощью которых мы могли бы уверенно смоделировать различные технологические сценарии разработки запасов полезных ископаемых и выбрать оптимальный вариант.

С помощью инструментов искусственного интеллекта возможно снизить неопределённости оценки потенциала добычи из пластов, а это прямой путь к значительному снижению рисков принятия капиталоемких решений по выбору или коррекции системы разработки того или иного месторождения. Перспективными и активно внедряемыми в настоящее время технологиями являются методы предиктивной аналитики, гибридное моделирование физических и технологических процессов и многокритериальная оптимизация при построении надёжных геологических моделей резервуаров.

Другим актуальным направлением цифровизации и развития нейросетевых технологий в сырьевых отраслях является оптимизация технологических и бизнес-процессов. Предиктивные модели на базе машинного обучения в отличие от классических физических или технологических моделей не требуют явного задания взаимосвязей между предсказываемыми параметрами и параметрами, характеризующими рассматриваемый процесс. Такие модели позволяют учесть всю доступную информацию по рассматриваемому процессу и найти скрытые взаимосвязи между параметрами. Надёжные

многопараметрические предиктивные модели в комплексе с современными методами математической оптимизации позволяют решать сложные задачи по выбору оптимальных схем разработки месторождений, поиску сбалансированных комплексов геофизической и сейсмической разведки, поддержанию рентабельности добычи на зрелых месторождениях.

В Сколковском институте науки и технологий на протяжении последних пяти лет активно тестируются технологии больших данных, машинного зрения, глубокого обучения и многокритериальной оптимизации применительно к решению проблем разведки и разработки месторождений нефти и газа, угля, золота и других полезных ископаемых. Результаты некоторых R&D проектов для нефтегазовой отрасли, выполненных в институте, продемонстрировали серьёзный коммерческий потенциал и легли в основу продуктовой линейки программного обеспечения, разработанного компанией ООО «Диджитал Петролеум», а именно:

— Инструмент AIDrilling позволяет выявлять риск возникновения аварийной ситуации при бурении, что способствует сокращению непродуктивного времени при строительстве скважин.

— Инструмент DeepCore автоматизирует, стандартизирует и ускоряет процесс анализа пород по изображениям керна.

— Инструмент InLog ускоряет работу с данными геофизических исследований скважин.

— Инструмент 4Field позволяет проводить оценку потенциала нефтяной залежи за минуты без детального геологического моделирования.

— Инструмент WellDone для оценки эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) снижает риск принятия неверных технологических и инвестиционных решений при выборе подрядчиков и типа работ ТМ.

Разработка программного обеспечения была выполнена в формате web-приложения — клиент-серверного приложения, в котором клиент взаимодействует с веб-сервером при помощи браузера. Одним из преимуществ такого подхода является тот факт, что клиенты не зависят от конкретной операционной системы пользователя, поэтому web-приложения являются межплатформенными службами. Установка web-приложений и их обновление дешевле и намного проще. Web-приложения облегчают организацию хранения данных и контроль доступа к различному функционалу программного обеспечения.

Опыт коммерциализации новых технологий для нефтегазовой отрасли на основе искусственного интеллекта показал, что ряд разработанных решений может быть адаптирован к решению задач смежных отраслей. В докладе приведены примеры разработки таких «сквозных» технологий.

Первым примером может выступать система DeepCore [1, 2], которая одинаково эффективно интерпретирует изображения керна, извлечённого как из нефтяных или газовых залежей (*рисунок 1*), так и из рудных месторождений. Потенциал системы не ограничивается только двумя индустриями. DeepCore также может быть использован в рамках инженерно-геологических изысканий при строительстве зданий, анализа состояния дорожных покрытий и материалов.



Рисунок 1 — Использование системы DeepCore для интерпретации ядра для нефтегазовой отрасли

Другим примером «сквозных» технологий можно считать развиваемые в команде алгоритмы ускорения моделирования течений как на гидродинамических моделях, так и на масштабе пор. Алгоритмы [3, 4] основываются на методах понижения размерности (Reduced Order Modelling), применении разложения по динамическим модам (Dynamic Mode Decomposition) и специальных нейродифференциальных уравнений (Neural Differential Equations).

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Список используемых источников

1. Baraboshkin E. E. [at all] (2020) Deep Convolutions for In-Depth Automated Rock Typing. Computers & Geoscience, vol. 135, no 104330, pp. 1–14.
2. Baraboshkin E. E. [at all] (2022) Core box image recognition and its improvement with a new augmentation technique. Computers & Geosciences, vol. 162, no 105099, pp. 1–10.
3. Temirchev E. [at all] (2020) Deep Neural Networks Predicting Oil Movement in a Development Unit. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 184, no 106513, pp. 1–10.
4. Illarionov E. [at all] (2022) End-to-end Neural Network Approach to 3D Reservoir Simulation and Adaptation. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 208, no 109332, pp. 1–10.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Проценко А. Н., Маланий С. Я., Никифоров А. Б., Славкина О. В.

Сведения об авторах

Проценко Александр Николаевич,
инженер 2-й категории
отдела инновационных технологий
и стратегических проектов
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».
E-mail: Aleksandr.N.Protsenko@lukoil.com

Маланий Сергей Ярославович,
ведущий инженер
отдела инновационных технологий
и стратегических проектов
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».
E-mail: Sergey.Malany@lukoil.com

Никифоров Алексей Борисович,
начальник отдела разработки
нефтяных и газовых месторождений
ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта».
E-mail: Alexej.Nikiforov@lukoil.com

Славкина Ольга Владимировна,
кандидат технических наук,
начальник отдела
инновационных технологий
и стратегических проектов
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».
E-mail: Olga.Slavkina@lukoil.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ, КАТАЛИТИЧЕСКИЙ АКВАТЕРМОЛИЗ, ПАРОЦИКЛИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА СКВАЖИН (ПЦО), ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ (ТРИЗ), РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ДОБЫЧА НЕФТИ.

Введение

Территории Республики Татарстан и Самарской области относятся к основным регионам деятельности ООО «РИТЭК», в которых сосредоточены ТРИЗ тяжёлой и высоковязкой нефти. Стратегической задачей является вовлечение в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами за счёт применения нестандартных технологий, реализация которых является одним из важнейших направлений научно-технического прогресса в нефтяной промышленности. В числе подобных технологий — пароциклическая обработка скважин, реализуемая в ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта» при помощи мобильной парогенерирующей установки (МПГУ), не имеющей аналогов в России [1]. Данный метод применим на объектах с осложнёнными геолого-физическими условиями, связанными с добычей тяжёлой нефти с вязкостью от 200 до 0000 мПа·с, и позволяет увеличить нефтеотдачу в 1,5 раза, что на подобных месторождениях невозможно при использовании других методов [2]. К тому же в случае применения МПГУ позволяет сократить затраты на капитальное обустройство и обеспечить высокую мобильность флота ПЦО, недоступную при использовании стационарных парогенераторов.

Как известно, после снижения дебита скважины по нефти до базового уровня, предшествующего ПЦО, проводят следующий цикл закачки теплоносителя, при этом технологическая эффективность от цикла к циклу снижается [2, 3]. Перспективным направлением совершенствования технологии увеличения эффективности второго и последующих циклов ПЦО является использование катализаторов акватермолиза нефти. Совместно с Казанским университетом проведены исследования по подбору состава катализаторов для ряда месторождений высоковязкой нефти Самарской области.

Внутрипластовый акватермолиз

Акватермолиз — процесс внутрипластового облагораживания нефтей в среде водяного пара (воды) в присутствии минералов коллектора и инжестированных в коллектор катализаторов при температуре 160–350 °С.

В процессе акватермолиза можно выделить два типа воздействия воды на нефть: физическое и химическое:

1. К физическому воздействию можно отнести непосредственное растворение нефти, т. е. его разбавление, что в ходе термических процессов приводит к снижению концентрации свободных радикалов. Тем самым происходит ингибирование процессов агломерации асфальтенов и дальнейшего коксообразования, а также образования смол, из-за присутствия которых вязкость продуктов увеличивается.

2. К химическому относится способность воды растворять органические соединения — этот процесс связан со снижением её диэлектрической постоянной при повышении температуры.

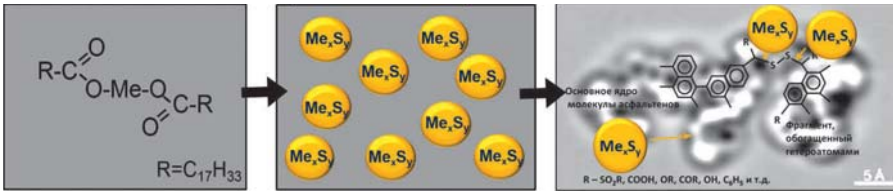


Рисунок 1 — Принципиальная схема функционирования каталитических комплексов при воздействии на САВ

Катализаторы акватермолиза закачиваются в пласт в периоды между окончанием текущего и началом следующего цикла ПЦО и, распределившись в паровой камере, обеспечивают химическое преобразование смолисто-асфальтеновых веществ (САВ). Это повышает подвижность высоковязкой нефти в пористой среде породы-коллектора и увеличивает дебит скважины. В добытой нефти снижается содержание САВ и серы (рисунок 1).

Совместно с Казанским федеральным университетом проведены исследования по подбору состава каталитических комплексов для ряда месторождений высоковязкой нефти Самарской области, эксплуатируемых ООО «РИТЭК» (Майоровское, Воздвиженское, Марьинское, Стреловское и Кондурчинское). Разработана новая технология паротепловой обработки с использованием катализаторов акватермолиза, определены вязкостно-температурные характеристики проб нефти Стреловского месторождения после акватермолиза с различными добавками [4, 5]. Результаты определения вязкости нефти после гидротермального воздействия при наличии катализатора и без него при 300 °С представлены на рисунке 2.

На рисунке 3 представлены результаты зависимости вязкости от температуры исходной нефти и продуктов акватермолиза при 250 °С. Результаты

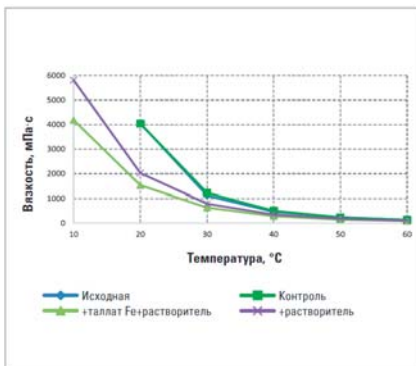


Рисунок 2 — Вязкостно-температурные характеристики исходной нефти и нефти после некаталитического и каталитического акватермолиза при 300 °С

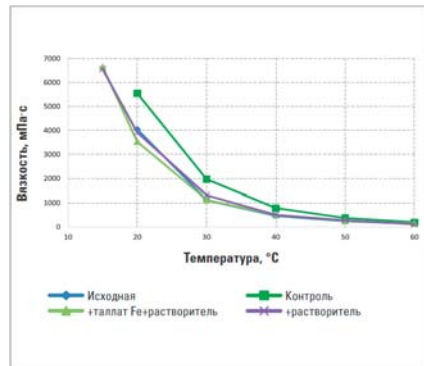


Рисунок 3 — Вязкостно-температурные характеристики исходной нефти и нефти после некаталитического и каталитического акватермолиза при 250 °С

определения вязкости свидетельствуют о том, что, как и после акватермолиза при температуре 300 °С, исходная нефть и продукт некаталитического акватермолиза имеют вязкость, измеренную при 10 °С, выше 10000 мПа·с.

Результаты промышленных испытаний катализатора акватермолиза в ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта»

В 2022 г. ООО «РИТЭК» совместно с Казанским федеральным университетом проведена апробация технологии внутрислоевого акватермолиза в рамках второго цикла ПЦО на ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта». Всего в скважину закачано 11 т катализатора.

По окончании закачки скважина была закрыта на «пропитку» катализатором на 5 суток, после чего, в соответствии с программой проведения ПЦО, в скважину закачали 1000 т теплового агента.

По результатам анализа первых двух циклов закачки теплоносителя было отмечено улучшение всех параметров работы парогенерирующей установки при равных объёмах закачки теплоносителя, а именно:

- Продолжительность закачки теплоносителя сократилась на 24 %.
- Количество остановок МПГУ снизилось на 60 %.
- Средняя температура закачки теплоносителя увеличилась на 9 %.
- Среднее давление закачки теплоносителя снизилось на 14 %.
- Среднесуточный объём закачки теплоносителя увеличился на 31 %.

После закачки целевого объёма теплоносителя скважина была остановлена на «паропродитку», а затем запущена в работу.

На первом и втором циклах скважины были запущены со штанговым насосом СПР 44/24, при этом на первом цикле ПЦО эксплуатации скважины за месяц было проведено шесть промывок лёгкой нефтью в объёме 140 м³ для восстановления работоспособности ГНО; в свою очередь, на втором цикле этого не потребовалось — установка работала стабильно на режиме максимальной производительности ГНО. Дополнительная добыча нефти за анализируемый период на втором цикле ПЦО составила 308 т, на первом цикле — 267 т, отмечено снижение вязкости нефти более чем в 4 раза по отношению к первому циклу. Ведётся мониторинг работы скважины.

Выводы

Рассмотрен процесс каталитического акватермолиза сверхвязкой нефти Стреловского месторождения ООО «РИТЭК». На основе лабораторных исследований была установлена высокая эффективность нефтерастворимого катализатора акватермолиза на основе железа и никеля, разработанного Казанским федеральным университетом. Данными исследованиями выявлено значительное влияние каталитического акватермолиза на вязкость и компонентный состав нефти Стреловского месторождения, что в дальнейшем было подтверждено результатами промышленных испытаний катализатора на скважине № 20Г Стреловского месторождения.

Список используемых источников

1. Результаты и перспективы реализации технологии пароциклических обработок в ООО «РИТЭК». Результаты и перспективы реализации технологии пароциклических обработок в ООО «РИТЭК» / В. И. Дарищев [и др.] // Бурение и нефть. — 2021. — № 7–8. — С. 54–58.
2. Антониади, Д. Г., Гарушев, А. Р., Ишханов, В. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. — Краснодар : Советская Кубань, 2000. — 464 с.
3. Бурже, Ж., Сурио, П., Комбарну, М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. — М. : Недра, 1988. — 390 с.
4. Рузин, Л. М., Морозюк, О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : Учебное пособие. — Ухта : Ухтинский государственный технический университет (УГТУ), 2014. — 127 с.
5. Mukhamatdinov I. I., Sitnov S. A., Slavkina O. V., Bugaev K. A., Laikov A. V., Vakhin A. V. (2019) The Aquathermolysis of Heavy Oil from Riphean-Vendian Complex with Iron-Based Catalyst: FT-IR spectroscopy data // Petroleum Science and Technology, vol. 37, issue 12, pp. 1410–1416.
6. Перспективы применения нанодисперсных катализаторов на основе переходных металлов для повышения нефтеотдачи при освоении месторождений трудноизвлекаемой нефти ООО «РИТЭК» / А. В. Вахин [и др.] // Нефть. Газ. Новации. — 2019. — Т. 224. — № 8. — С. 42–46.
7. Влияние катализатора акватермолиза на внутрипластовое преобразование высоковязкой нефти Стреловского месторождения Самарской области / И. И. Мухаматдинов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. — 2021. — Т. 224. — № 3. — С. 70–76.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ В ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Савчик М. Б., Игошев А. В.

Сведения об авторах

Савчик Максим Брониславович,

начальник отдела
эксплуатации геологических
и гидродинамических моделей
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

E-mail: Maxim.Savchik@lp.lukoil.com

Игошев Александр Владимирович,

заместитель начальника
управления разработки
нефтяных и газовых месторождений
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

E-mail: Alexandr.Igoshev@lp.lukoil.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МОДЕЛИРОВАНИЕ, ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ИНТЕГРИРОВАННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ, ПРОГНОЗ, РАСЧЁТЫ, НЕФТЯНАЯ ЗАЛЕЖЬ, ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ЦИФРОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ, УПРАВЛЕНИЕ РАЗРАБОТКОЙ, СОПРОВОЖДЕНИЕ РАЗРАБОТКИ, ОПТИМИЗАЦИЯ, ПРОГРАММНЫЙ ПРОДУКТ, ИНФОРМАЦИЯ.

По состоянию на текущий период в структуру нефтегазодобывающего общества ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» входит три центра интегрированных операций (ЦИО) — «Полазна», «Оса» и «Чернушка». Добыча ведётся в 12 цехах, активы Общества включают более 100 месторождений, около 500 эксплуатационных объектов, свыше 9500 разрабатываемых скважин. Остаточные извлекаемые запасы нефти по активам Компании на 1 января 2022 г. составляют более 500 млн т. В 2021 г. ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» добыло около 15 млн т нефти и 0.5 млрд м³ газа [1].

Непрерывное научно-проектное сопровождение предприятия осуществляется силами Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть».

Большую часть в структуре остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) — 61 % — составляют низкоэффективные запасы, приуроченные главным образом к малопроницаемым коллекторам. Эффективные запасы составляют 39 %. Основной объём годовой добычи обеспечивается месторождениями на поздних стадиях разработки.

Одним из эффективных технологических решений для освоения сложных объектов, внедряемых в последние годы, является использование современ-

ных цифровых технологий и инструментов проектирования и управления разработкой месторождений, в частности, применение интегрированного моделирования (ИМ). Благодаря непрерывному сопровождению разработки современными цифровыми инструментами обеспечена стабильная положительная динамика добычи нефти [2].

Применение инструментов моделирования, в том числе интегрированно-го моделирования, при сопровождении разработки в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» осуществляется на всех уровнях — от управления разработки нефтяных и газовых месторождений (УРНГМ) службы ЗГД по геологии и разработке — главного геолога Центрального аппарата управления (ЦАУ) ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» до центров интегрированных операций (ЦИО) — Блок геологии и разработки (~7 чел.) и цехов добычи нефти и газа (ЦДНГ) — Геолого-технологическая служба (~12 чел.), а также силами специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Структура работы с моделями в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в процессе оперативного сопровождения разработки включает несколько основных направлений деятельности с закреплением ответственных (рисунки 1).

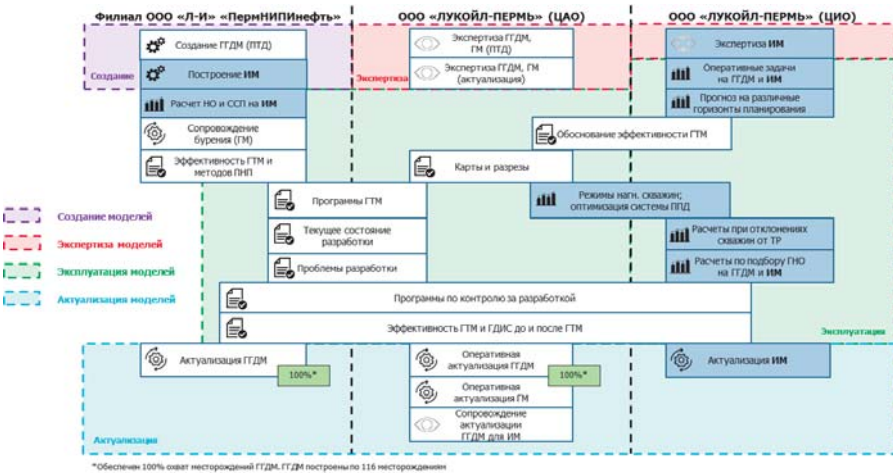


Рисунок 1 — Структура работы с моделями в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»

В зону ответственности Филиала входит создание как геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ), так и построение ИМ, а также актуализация ГГДМ, в том числе под требования ИМ, и различные задачи стратегического уровня — расчёт норм отбора (НО) и среднесрочной программы развития (ССП) на ИМ и т. д. [3].

На уровне ЦАУ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» осуществляет контроль в отношении экспертизы ГГДМ, построенных в том числе под требования ИМ, а также координирует работу Общества в части интегрированного моделирования.

За ЦИО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» закреплена функция экспертизы ИМ и оперативного решения задач на ИМ и ГГДМ — прогноз основных показателей разработки на различные горизонты планирования, расчёты при отклонениях скважин от технологических режимов (ТР), расчёты по подбору глубинно-насосного оборудования (ГНО) и т. д.

Таким образом, интегрированная модель позволяет определять реальный потенциал добычи; планировать уровни добычи на основе оптимизационных сценариев освоения потенциала; обеспечивает точность планирования, прогнозирования производственных показателей добычи; осуществлять мониторинг и оценку рисков добычи углеводородов [4]. Всё это позволяет повысить производственную и экономическую эффективность разработки месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

По состоянию на текущий период в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в промышленную эксплуатацию принято 26 ИМ, из них 14 — в ЦИО «Полазна», 7 — в ЦИО «Чернушка» и 5 — в ЦИО «Оса», что составляет 28 % охвата по доле добычи на 1 января 2022 г. В планах — к 2028 г. поднять показатели охвата до 70 % (рисунок 2).

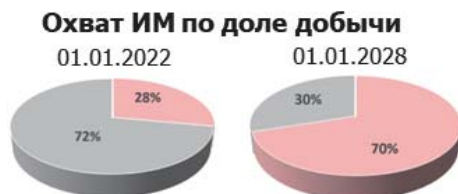


Рисунок 2 — Охват ИМ по доле добычи в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

С учётом разделения задач и ответственности при работе с ИМ в Обществе существует схема взаимодействия участников процесса Интегрированного моделирования (рисунок 3) [5].

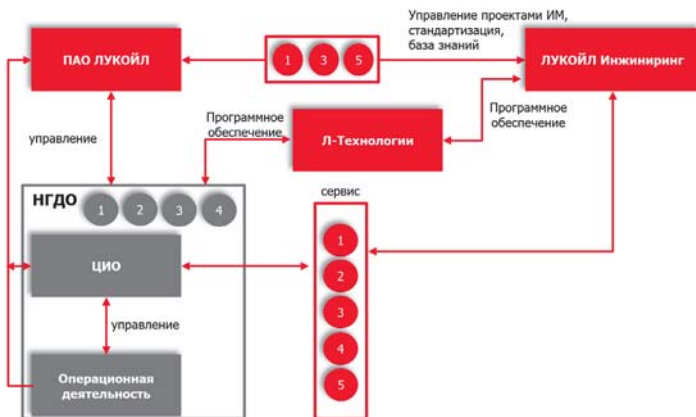


Рисунок 3 — Схема взаимодействия участников процесса ИМ

Где к задачам ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ» относятся следующие:

1. Стандартизация процесса ИМ Компании.
2. Формирование и развитие компетенций ИМ.
3. Управление и реализация проектов по построению ИМ.
4. Инженерно-технологическое сопровождение НГДО по построению и применению ИМ.

5. Накопление знаний и опыта по ИМ в Компании.

К задачам НГДО относятся следующие:

1. Определение потенциала.
2. Планирование краткосрочных уровней добычи (1–3 месяца).
3. Обеспечение плана по добыче.
4. Мониторинг и оценка рисков.

Реализация направления Интегрированное моделирование в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» ведётся с 2015 г. в рамках проекта Интеллектуальное месторождение ПАО «ЛУКОЙЛ». Первые интегрированные модели были построены с применением ПО Метте компании Roxar. В декабре 2016 г. в качестве корпоративного решения для интегрированного моделирования нефтяных активов принято ПО Petex компании Petroleum Experts.

Далее перечисляются основные этапы изменения структуры:

- Январь 2016 г. — Начало функционирования ЦИО (Полазна).
- Декабрь 2016 г. — Утверждение типовой структуры ЦИО.
- Апрель 2017 г. — Реорганизация ЦИО (Полазна).
- Сентябрь 2017 г. — Формирование Группы моделирования (подбор оптимизационных мероприятий с использованием ИМ, формирование компетенций в ПО Petex).
- Апрель 2018 г. — Реорганизация блока добычи, подготовки и транспорта Ниг.
- Август 2018 г. — Начало функционирования ЦИО (Чернушка и Оса).
- Январь 2020 г. — Ввод службы формирования режимов, службы производственного сервиса и капитального строительства.
- Сентябрь 2021 г. — Ввод группы интегрированного моделирования, инженера по транспорту.
- Январь 2022 г. — Ввод в штат дополнительной ставки ведущего инженера по интегрированному моделированию.

На текущий период штатная численность составляет 63 единицы.

Основное назначение ЦИО заключается в реализации комплексного подхода к управлению активами с целью повышения эффективности операционной деятельности за счёт создания среды коллективного ситуационного анализа, совершенствования бизнес-процессов, перераспределения полномочий и ответственности, а также использование современных инструментов интегрированного моделирования, планирования и модели ограничений с обеспечением требуемого уровня промышленной и экологической безопасности. Таким образом, в арсенале ЦИО имеется большое количество программных продуктов, используемых в работе. Основные из них — это ПО PetEx для создания ИМ, информационная система OIS+ для управления

технологическим процессом нефтегазодобывающего Общества, информационная система OIS iField, предназначенная для подбора, планирования и расчёта экономической эффективности ГТМ, автоматизированная система оперативного диспетчерского управления АСОДУ, системы передачи и анализа данных со скважин iWell, LoraWan и др.

Так, например, с использованием информационной системы OIS iField осуществляется анализ пула мероприятий — выбор наиболее оптимальных для рассмотрения на набор ГТМ расчётов с использованием ГГДМ, после чего выполняется экономическая оценка предлагаемых ГТМ и оценка фактического эффекта.

Для ЦИО, как для основных пользователей ИМ в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ежегодно составляется план проведения регулярных и сценарных расчётов на ИМ, сформированный в соответствии с минимальным перечнем расчётов на ИМ согласно Положению о системе управления Интегрированным моделированием. К регулярным относятся расчёты технологических режимов добывающих и нагнетательных скважин (ТРДНС), оценка и реализация потенциала скважин, анализ отклонений по фонду, оценка компенсации, расчёт НО и ССП (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»). К сценарным относятся расчёты, направленные на решение адресных задач по системе сбора и транспорта, по системе ППД, газотранспортной системе, различные оптимизационные расчёты.

Результаты проведённых расчётов направляются в группу по формированию технологических режимов добывающих и нагнетательных скважин (ТРДНС) и учитываются в планах по добыче и закачке, в том числе:

- оптимизационные расчёты по реализации потенциала / перераспределение отборов — учитываются в интегрированном плане;
- изменение объёмов закачки на основе расчётов — учитываются в ТРДНС.

Кроме того, в соответствии со сквозным рабочим процессом производится работа по методологии модели ограничений с использованием инструментов моделирования.

Систематизация работы включает следующее:

- Годовая программа проведения расчётов.
- Ежемесячные совещания по выполнению расчётов с ведением протокола и мониторингом выполнения поступивших новых заявок.
- Проведение «мозговых штурмов».

В процессе работы с ИМ выделены актуальные задачи, а именно:

- Ограничение по использованию попутного газа.
- Выявление «узких» мест ССиТ на горизонте ССП, выработка предупреждающих мероприятий для минимизации потенциальных потерь нефти.
- Повышение потенциала компоненты «пласт» при подборе и реализации мероприятий на нагнетательных скважинах.

В качестве примера регулярных расчётов можно привести схему работы по выявлению потенциала при проведении геолого-промыслового анализа (ГПА) при настройке ИМ, затем производится оценка в ГГДМ перспектив реализации для предупреждения негативных последствий, подбор



Рисунок 4 — Учёт мероприятий при расчёте ТР на ИМ

оптимального глубинно-насосного оборудования (ГНО), учёт мероприятия при расчёте технологических режимов (ТР) и его реализация с последующим мониторингом (рисунок 4).

В качестве примера сценарных расчётов можно привести расчёт по системе сбора и транспорта (ССиТ) с учётом ввода новых скважин, в результате чего на ИМ оценивается необходимость и оптимальные сроки реконструкции дожимной насосной станции (ДНС), проводится приоритизация мероприятий, планируемых в рамках инвестиционной программы (рисунок 5).

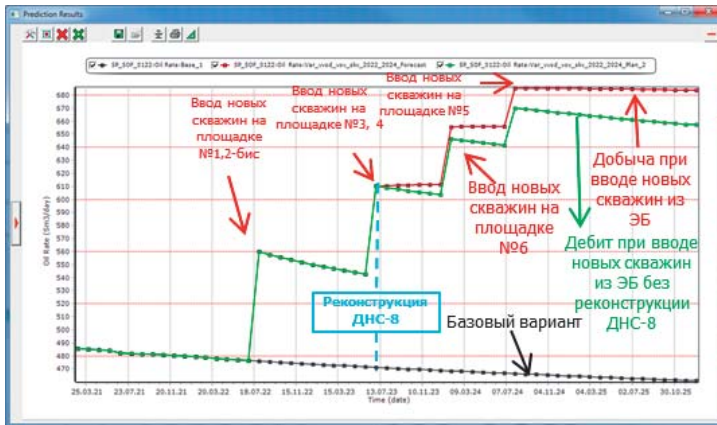


Рисунок 5 — Пример сценарного расчёта по ССиТ с учётом ввода новых скважин

Одним из примеров сценарных расчётов может быть расчёт по ограничению добычи попутного газа в случае невыполнения коэффициента утилизации газа в условиях ограничения потребления. С помощью инструментов ИМ выполняются многовариантные прогнозные расчёты по ограничению

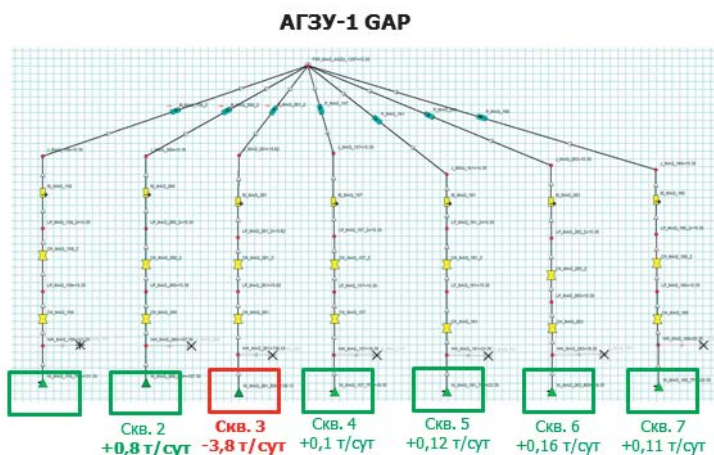


Рисунок 6 — Пример сценарного расчёта по ограничению добычи попутного газа

скважин с высоким газовым фактором для снижения добычи с учётом взаимовлияния по ССИТ (рисунок 6).

При работе с ИМ большое значение имеет принятый в Обществе подход к применению комплексных исследований. Основные неопределённости необходимо снимать ещё на этапе построения и интеграции ИМ и включать предложения по проведению комплексных исследований в программу ОПЭ.

Отсутствие полных комплексных исследований приводит к тому, что настройка модели осуществляется с большим количеством неопределённостей и допущений. В результате этого модель не описывает изменение режима работы скважины с высокой точностью, модель становится актуальна только «на срез». Однако оценить устойчивость можно, только наработав статистику по результатам настройки моделей-компонент, поэтому в процессе ОПЭ и ПЭ выполняется факторный анализ и оценивается динамика результатов настройки. По скважинам с большой волатильностью и отсутствием стабильности вносятся предложения в реестр возможностей по исследованиям (если есть возможность, исследования проводятся оперативно). Также на основании данного реестра пересматриваются и формируются годовые графики в рамках существующих бюджетов.

Комплексные исследования предполагают совмещение нескольких видов исследований АСМА (три режима с замером газового фактора), ГДИ (КВД), поэтому предполагается составление сетевого графика совмещения исследований по разным статьям бюджета.

Эффективная работа всех подразделений Компании также во многом обусловлена созданным единым информационным пространством верифицированных геолого-геофизических и промысловых данных НГДО и ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», являющимся фундаментом всех современных цифровых решений и обеспечивающим повышение производительности работников

и скорости принятия управленческих решений, а также автоматизацию постоянных операций по сбору, обработке информации и подготовке отчётов.

Работа с интегрированными моделями связана с обработкой, анализом и взаимосвязью многих параметров.

Для автоматизации работы применяются скрипты, написанные на VBA по различным направлениям, в том числе:

— Для актуализации ИМ: в настоящее время разработан универсальный единый скрипт для всех НГДО, который настроен для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» пока только для Батырбайского месторождения, и актуализация с его применением специалистами ЦИТС ещё не производилась.

— При формировании ТРНС и проведении сценарных расчётов специалистами ЦИТС «Полазна» разработан скрипт по автоматизации блочного анализа, который на основании линий тока из ГГДМ и показателей добычи и закачки из БД формирует рекомендации по изменению приёмистости, анализирует о потенциально неэффективной части закачки и необходимости уточнить параметры гидродинамической связи.

— Также в части работы с исходными данными совместно со специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» разработан Скрипт учёта баланса закачки второго и третьего уровней, который производит виртуальный замер приёмистости в модели скважины Prosper, сравнение его с фактическим из шахматки, сравнивает объёмы закачки по КНС и автоматически подтверждает кондиционность данных либо рекомендует провести повторные замеры приёмистости, донастройку модели или ревизию счётчика.

Список используемых источников

1. Сайт компании ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://perm.lukoil.ru/ru>.

2. Воеводкин, В. Л. Факторы роста добычи нефти в Пермском крае в 2000-х годах. Совершенствование разработки зрелых месторождений / В. Л. Воеводкин, Д. В. Антонов // «Нефтяное хозяйство». — 2021. — № 10.

3. Регламент взаимодействия ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми по геолого-гидродинамическому моделированию, 2020.

4. Иванов, А. Н. Применение интегрированной модели для анализа эффективности вариантов разработки нефтяных месторождений / А. Н. Иванов, М. М. Велиев, Э. М. Велиев, В. В. Мухаметшин, Е. А. Удалова // «Нефтяное хозяйство». — 2022. — № 6.

5. Положение о системе управления интегрированным моделированием в Бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» в Российской Федерации, 2021.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПУТЕМ ЕГО ПИРОЛИЗА С ПОЛУЧЕНИЕМ CO₂-НЕЙТРАЛЬНОГО ВОДОРОДА

Маланий С. Я., Бакуменко Е. А., Артемов Е. А., Славкина О. В.

Сведения об авторах

Маланий Сергей Ярославович,

ведущий инженер

отдела инновационных технологий и стратегических проектов

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Sergey.Malaniy@lukoil.com

Бакуменко Екатерина Андреевна,

ведущий инженер

отдела инновационных технологий и стратегических проектов

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

E-mail: Ekaterina.Bakumenko@lukoil.com

Артемов Евгений Александрович,

начальник отдела

подготовки и транспорта нефти и газа

ООО «РИТЭК».

E-mail: Evgenij.Artemov@lukoil.com

Славкина Ольга Владимировна,

кандидат технических наук,

начальник отдела

инновационных технологий и стратегических проектов

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

E-mail: Olga.Slavkina@lukoil.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ, ПИРОЛИЗ, ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА, УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, НИЗКОУГЛЕРОДНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ВОДОРОДА.

Введение

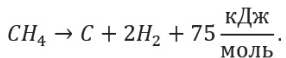
В настоящее время активно рассматриваются возможности широкомасштабного применения водорода в энергетике [1]. Водород предлагается использовать в качестве топлива на транспорте [2], в качестве восстановителя

в металлургии [3, 4], а также в качестве горючего газа для производства тепловой энергии в домохозяйствах и промышленности [5]. В отличие от углеводородных топлив процесс горения водорода не сопровождается выбросами углерода в окружающую среду, и в связи с общемировыми стремлениями к развитию низкоуглеродной энергетики использование водорода вместо традиционных топлив вызывает большой интерес.

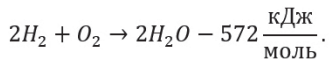
Водород не является первичным энергоносителем, и для того, чтобы его использовать в энергетических целях, его нужно сначала произвести тем или иным способом. Основным промышленным способом производства водорода в настоящее время является процесс парового риформинга природного газа. Этот процесс сопровождается большими выбросами двуокиси углерода в атмосферу в качестве одного из основных побочных продуктов [6]. Поэтому производство водорода данным способом не вписывается в концепцию низкоуглеродной энергетики. Низкоуглеродное производство водорода может быть реализовано методом электролиза, если электрическая энергия, используемая в процессе электролиза, получается также низкоуглеродным способом (на основе возобновляемых источников энергии, гидроэлектростанций или атомных электростанций). Однако, несмотря на активное развитие электролизных технологий, стоимость водорода, получаемого методом электролиза, остаётся в несколько раз выше стоимости водорода, получаемого из углеводородного сырья.

Пиролиз попутного нефтяного газа

Низкоуглеродный водород может быть получен из природного газа путём предварительного термического разложения природного газа и отделением образовавшегося углерода от водорода. Данный способ ещё называют пиролизом метана, т. к. основным компонентом природного газа является метан. Процесс пиролиза метана является эндотермическим, для проведения данного процесса требуется подвести 75 кДж/моль тепла:

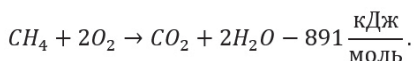


В результате разложения одной молекулы метана получается один атом углерода и две молекулы водорода, теплота сгорания которых составляет $2 \times 286 = 572$ кДж/моль:



Таким образом, с учётом тепла, необходимого для разложения метана, располагаемая для дальнейшего использования экологически чистая тепловая энергия сжигания водорода составляет $(572 - 75) = 497$ кДж/моль тепла.

Для сравнения, при сжигании метана в кислороде «целиком» (без предварительного разложения) выделяется 891 кДж/моль:



Условные потери располагаемого тепла в случае с предварительным разложением метана на водород и углерод и отделения последнего составят согласно формулам (2) и (3) составят 394 кДж/моль, что равно теплоте сгорания образовавшегося углерода. Полученный при этом углерод, неизрасходованный в энергетических целях, может быть использован в самых различных областях промышленности: для производства резинотехнических изделий, красок, литий-ионных батарей, композитных материалов, графитовых электродов и др. [7].

Одним из направлений использования технологии пиролиза метана может стать утилизация ПНГ — одна из значимых проблем, стоящих перед нефтегазовой промышленностью мира в целом. Россия в частности. Объёмы сжигания ПНГ в мире превышают 145 млрд м³. Россия в настоящее время занимает первое место по объёмам факельного сжигания в мире (рисунок 1).

Объём факельного сжигания газа по странам, млрд м³

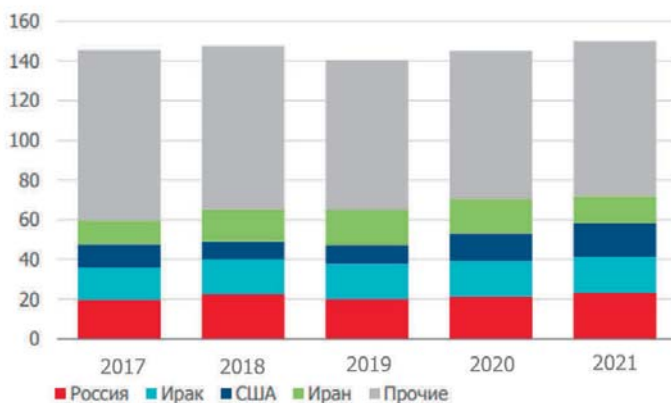


Рисунок 1 — Объёмы факельного сжигания в странах мира

Несмотря на относительно несложное уравнение химической реакции (1), процесс пиролиза метана всё ещё не перешагнул стадию опытно-промышленных испытаний.

Эксперименты по термическому разложению газообразных углеводородов

Проведены эксперименты по пиролизу метана при температурах до 1100 °С на разогретом железном порошке. Схема экспериментальной установки для проведения исследований по пиролизу метана на железном порошке показана на *рисунке 2*.

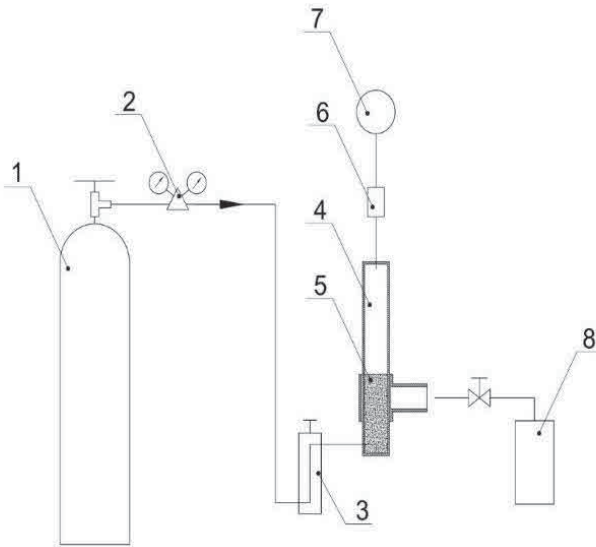


Рисунок 2 — Схема экспериментальной установки пиролиза метана на железном порошке: 1 — баллон с метаном, 2 — редуктор, 3 — ротаметр, 4 — реактор, 5 — засыпка порошка железа, 6 — фильтр, 7 — камера для забора газа для анализа, 8 — баллон с пропаном

При проведении эксперимента реактор разогревался до температуры 700, 800, 900, 1000 или 1100 °С. Время разогрева реактора до определённой максимальной температуры составляло около 4–5 мин.

После установления максимальной температуры реактора к его выходу (через фильтр) подсоединялась пустая резиновая камера для забора газа на анализ.

С увеличением температуры нагрева реактора и уменьшением расхода метана выход водорода увеличивается, а содержание метана уменьшается. Помимо метана и водорода в образовавшемся в результате разложения метана газе в следовых количествах содержатся этан, этен, пропан, пропен, изобутан, бутан и бутен. При высоких температурах (1000–1100 °С) основными примесными газами являются этан и этен.

На рисунке 3 представлен выход водорода в зависимости от температуры в процессе пиролиза метана на разогретом железном порошке.

Выход водорода увеличивается с ростом температуры и времени выдержки метана в горячей зоне реактора, а значения выхода водорода, полученные в различных сериях экспериментов, хорошо согласуются между собой, а также с теоретическими значениями, полученными в литературе в результате численного моделирования кинетики процесса пиролиза метана. Показано, что при высоких температурах (выше 1100 °С) значения выхода водорода, полученные в данной работе, приближаются к максимальным теоретическим значениям (80–90 %).

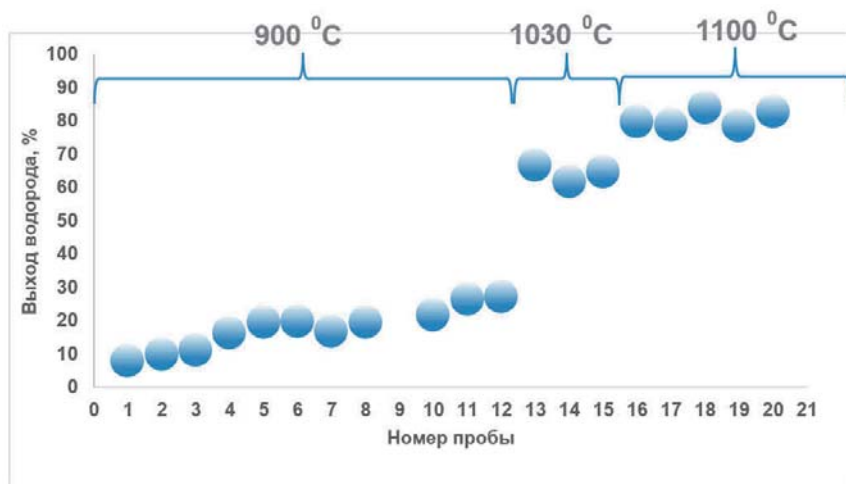


Рисунок 3 — Выход водорода в зависимости от температуры в процессе пиролиза метана на разогретом железном порошке

Для дальнейшей реализации НИОКР совместно с Объединённым институтом высоких температур Российской академии наук разработан экспериментальный образец установки пиролиза метана, предназначенный для проведения экспериментальных исследований процесса пиролиза метана и для определения оптимальных режимов пиролиза.

Заклучение

Разработка и внедрение технологии пиролиза природного газа и/или ПНГ позволит производить низкоуглеродный водород, технический углерод и углеродные нановолокна, а также внести весомый вклад в решение экологических проблем, стоящих перед ПАО «ЛУКОЙЛ». В частности, предлагаемая технология позволит сократить объёмы факельного сжигания ПНГ и, соответственно, существенно снизить выбросы парниковых газов в атмосферу. Сокращение выбросов CO_2 также повышает экономическую эффективность предлагаемого проекта в условиях действия налога на выбросы углерода в атмосферу.

Предложен способ организации высокотемпературного процесса (при максимальных температурах около 1100–1300 °C) термического разложения без дополнительных затрат дорогой электрической энергии, за счёт организации оптимального массотеплообмена и использования тепла от сжигания части образующегося водорода.

Проведены эксперименты по разложению метана на железном порошке в температурном интервале 700–1100 °C. Достигнута степень разложения метана 90 % и выше.

Предложена принципиальная схема опытно-промышленной установки и рассчитаны предварительные показатели её экономической эффективности.

На основании полученных результатов лабораторных исследований и предварительных расчётов материального баланса подготовлены исходные данные для проектирования экспериментального комплекса пиролиза метана (ПНГ) с целью отработки технических решений для обеспечения непрерывности процесса пиролиза, определения выхода водорода и энергоэффективности процесса пиролиза, а также проектирования опытно-промышленного образца установки по пиролизу метана.

Список используемых источников

1. Veziroğlu T. N., Şahi'n S. (2008) 21st Century's energy: Hydrogen Energy System. *Energy Convers Manage*, vol. 49, no 7, pp. 1820–1831.
2. Staffell I., Scamman D., Velazquez Abad A., Balcombe P., Dodd P. E., Ekins P., Shah N., et al. (2019) The Role of Hydrogen and Fuel Cells in the Global Energy System. *Energy & Environmental Science*, vol. 12, no 2, pp. 463–491.
3. Liu W., Zuo H., Wang J., Xue Q., Ren B., Yang F. The Production and Application of Hydrogen in Steel Industry (2021) *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no 17, pp. 10548–10569.
4. Tang J., Chu M.-s., Li F., Feng C., Liu Z.-g., Zhou Y.-s. (2020) Development and Progress on Hydrogen Metallurgy. *International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials*, vol. 27, no 6, pp. 713–723.
5. Dodds P. E., Staffell I., Hawkes A. D., Li F., Grünewald P., McDowall W., Ekins P. (2015) Hydrogen and Fuel Cell Technologies for Heating: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no 5, pp. 2065–2083.
6. Breeze P. (2018) Chapter 8. Hydrogen Energy Storage. In: Breeze P, editor. *Power System Energy Storage Technologies*: Academic Press, pp. 69–77.
7. R&D Opportunities for Development of Natural Gas Conversion Technologies for Co-Production of Hydrogen and Value-Added Solid Carbon Products. Argonne National Laboratory and Pacific Northwest National Laboratory Operated for the U.S. Department of Energy Office of Science 2017.



Секция 4

МЕТОДЫ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ.
К 30-ЛЕТИЮ ООО «РИТЭК»

ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО НАСЫЩЕНИЯ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА В СКВАЖИНАХ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА

Городнов А. В., Черноглазов В. Н., Чуприн В. В., Никонов А. Н.

Сведения об авторах

Городнов Андрей Васильевич,

кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры ГИС
Российского государственного университета
нефти и газа им. И. М. Губкина.
E-mail: gorodnov.a@gubkin.ru

Черноглазов Валерий Николаевич,

кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры ГИС
Российского государственного университета
нефти и газа им. И. М. Губкина.

Чуприн Владимир Викторович,

кандидат геолого-минералогических наук,
главный геолог ПУГР
ПАО «Волгограднефтегеофизика».
E-mail: ChuprinVV@rusgeology.ru

Никонов Андрей Николаевич,

начальник ПУГР
ПАО «Волгограднефтегеофизика».

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ДЕЙСТВУЮЩИЙ ФОНД СКВАЖИН, ДИНАМИКА, ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРА.

Коэффициент нефтегазонасыщенности (Кнг) является одним из важнейших параметров для планирования и проведения геолого-технических мероприятий в скважинах действующего фонда. При наличии обсадной колонны определить значение Кнг возможно по данным каротажа — импульсного нейтронного (ИНК) и волнового акустического (ВАК).

Применение ИНК основано на использовании принципа аддитивности, согласно которому декремент затухания плотности тепловых нейтронов коллектора ($\lambda\Sigma$) определяется как сумма декрементов всех компонент с учётом их объёмных соотношений. Согласно аддитивной модели, имеем

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{\phi} * K_{п} + \lambda_{ск} * (1 - K_{п} - K_{гл}) + \lambda_{гл} * K_{гл} \quad (1)$$

где: λ_{ϕ} , $\lambda_{ск}$, $\lambda_{гл}$ — декременты затухания плотности тепловых нейтронов флюида, скелета и глин, соответственно; $K_{п}$, $K_{гл}$ — коэффициенты пористости и глинистости, соответственно.

Числовые значения декремента затухания компонент коллектора приведены на *рисунке 1*.

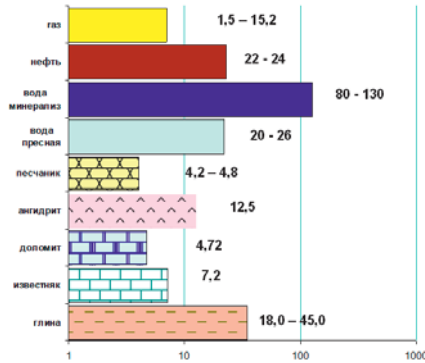


Рисунок 1 — Декремент затухания компонент коллектора [λ , у.е.]

Используя уравнение (1), можно синтезировать кривые декремента затухания тепловых нейтронов для условий 100-процентного насыщения порового пространства нефтью ($K_{нг} = 1$) и пластовой водой ($K_{нг} = 0$) различной минерализации. Сопоставляя синтезированные и фактическую, полученную в процессе исследования скважины, кривые, можно оценить текущее значение $K_{нг}$. Интервал 2994,8–3000,9 м является (*рисунком 2*) нефтенасыщенным,

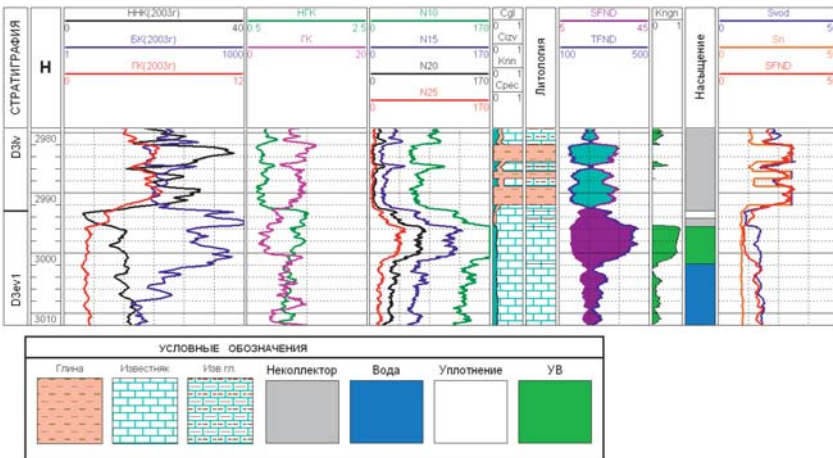


Рисунок 2 — Оценка текущего $K_{нг}$ в карбонатных коллекторах

что хорошо подтверждается сопоставлением измеренной (SFND) и синтезированных кривыми (Svod и Sn) декремента затухания.

Информативными параметрами волнового поля являются как кинематические, так и динамические характеристики всех типов волн. Метод ВАК позволяет определять фильтрационно-ёмкостные свойства пород в обсаженных скважинах, что актуально для оценки текущего состояния коллектора при исследовании старого фонда скважин.

Определение текущей нефтенасыщенности основано на различии в величине сжимаемости основных компонентов коллектора — минерального каркаса и флюидов — нефти, газа и воды (рисунк 3).

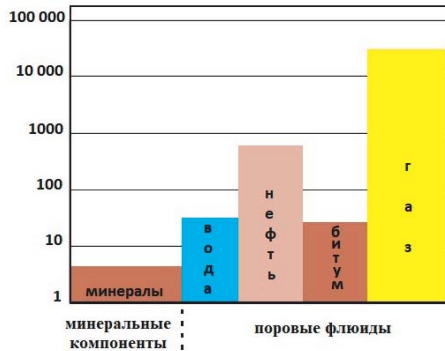


Рисунок 3 — Сжимаемость компонент коллектора [$\beta_o \times 10^5, 1/MPa$]

Методика базируется на петрофизической модели объёмных деформаций дифференциально упругих пористых насыщенных тел, полученной на основе модифицированной теории Био — Гассмана. Широко известна аналитическая связь между полной объёмной динамической сжимаемостью $\beta_{од}$ насыщенного коллектора, его динамическим коэффициентом Пуассона ν_d и интервальными временами продольной и поперечной волн:

$$\beta_{од} = \frac{1}{\delta_{и}} \left[\frac{3\Delta t_p^2 \cdot \Delta t_s^2}{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_p^2} \right]; \quad \nu_d = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta t_s^2 - 2\Delta t_p^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2} \right]; \quad (2)$$

По измеренным в скважине значениям $\beta_{од}$ и ν_d в нефтеносном и водоносном пластах вычисляется индекс насыщения (ИН) — безразмерная относительная величина, являющаяся аналогом параметра насыщения в электрических методах.

Нормировка индекса насыщения производится на водонасыщенном пласте, в котором ИН = 1. Благодаря использованию относительных параметров в алгоритмах методики отпадает необходимость вычисления пористости пласта.

Авторами получено аналитическое решение прямой задачи, связывающее индекс насыщения с коэффициентом нефтегазонасыщенности и другими «настроечными» упругими свойствами изучаемых пластов.

$$ИИ = F (K_{нг}, \beta_{п}, \beta_{тв}, \beta_{н}, \beta_{в}), \tag{4}$$

где $b_{п'}$, $b_{тв'}$, $b_{н'}$, $b_{в'}$ — соответственно объемные изотермические сжимаемости пор, твёрдой фазы, нефти, воды («настроечные константы»); $K_{нг}$ — коэффициент нефтегазонасыщенности. Полученное аналитическое выражение (4) используется для решения обратной задачи — определения $K_{п}$. Эта задача решается путём многократных итераций. Дополнительная проверка и настройка параметров петрофизической модели для конкретного продуктивного объекта осуществляется в водонасыщенных пластах.

На базе петрофизической модели дифференциально упругой пористой среды разработана методика оценки коэффициента динамической пористости пород, $K_{п,дин}$ (доля объёма пор, занимаемая подвижными флюидами).

Для определения величины динамической пористости $K_{п,дин}$ (доля объёма пор, занимаемая подвижными флюидами) необходимы: интервальные времена продольной, поперечной волн, волны Лэмба — Стоунли и волны в растворе, а также объёмная сжимаемость пор породы. Оценка коэффициента проницаемости породы выполняется по модифицированному уравнению Козени — Кармана в физических единицах, мД. В методике используются только кинематические параметры волн, поэтому оценка проницаемости коллекторов может выполняться как в открытом стволе, так и в обсаженной скважине. Во втором случае, как это ни парадоксально звучит, условия решения задачи более благоприятны, поскольку в обсаженной скважине практически не изменяются форма и диаметр ствола, которые оказывают существенное влияние на характеристики поверхностной волны Лэмба — Стоунли.

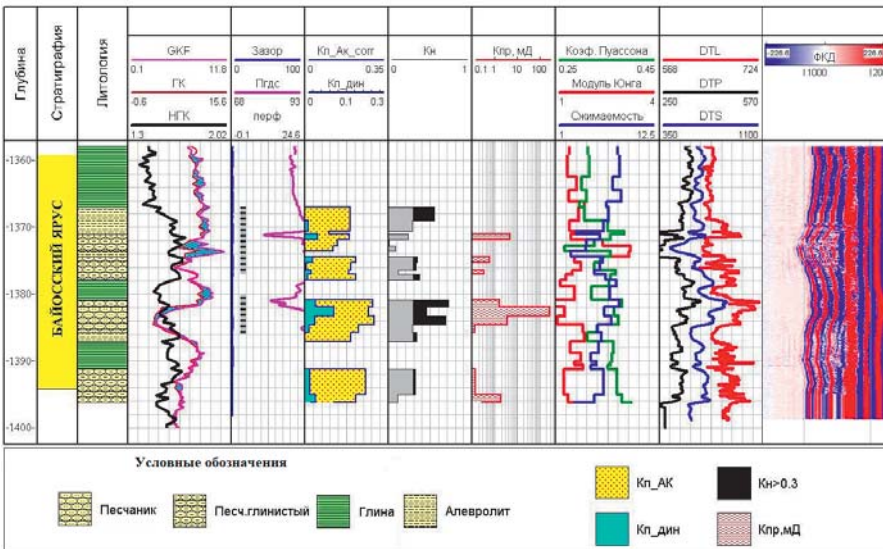


Рисунок 4 — Оценка фильтрационно-ёмкостных характеристик коллектора по данным ВАК

КОНЦЕПТУАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ОСНОВА ПЛАНИРОВАНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ПРИМЕРЕ ЖУРАВСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА НЕДР ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

Дерюшев А. Б., Махонин М. В., Крук П. Н., Паршин А. Е., Имамов Р. Р.

Сведения об авторах

Дерюшев Александр Борисович,

заместитель руководителя
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть».
E-mail: Aleksandr.Deryushev@lukoil.com.

Махонин Михаил Валерьевич,

начальник управления
геологоразведочных работ
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть».
E-mail: Mikhail.Makhonin@lukoil.com.

Крук Павел Николаевич,

начальник управления
сейсмических исследований
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть».
E-mail: Pavel.Kruk@lukoil.com.

Паршин Алексей Егорович,

начальник отдела
сейсмических исследований
Уральского региона
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть».
E-mail: Alexey.Parshin@lukoil.com.

Имамов Рустам Рафкатович,

кандидат геолого-минералогических наук,
главный специалист управления
геологоразведочных работ
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть».
E-mail: Rustam.Imamov@lukoil.com.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ, СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ, ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОЕ БУРЕНИЕ, ОЦЕНКА РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, ОРГАНОГЕННЫЕ ПОСТРОЙКИ, ПОИСКОВЫЙ ТРЕНД, КОНЦЕПТУАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ.

Журавский участок недр Волгоградской области приурочен к Нижне-Волжской нефтегазоносной области (НГО) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). Нефтегазоносность осадочного чехла Нижне-Волжской НГО к настоящему времени установлена в широком стратиграфическом диапазоне: от мосоловских (эйфельский ярус среднего девона) до артинских отложений нижнепермской системы. Сырьевой потенциал Волгоградской области представлен начальными суммарными ресурсами (НСР) нефти в объёме более 750 млн т, газа — более 1500 млрд м³, конденсата — более 70 млн т. Степень разведанности НСР нефти составляет 38 %, газа — 8 %, конденсата — 7 %. Низкая степень разведанности свидетельствует о наличии значительного потенциала для наращивания сырьевой базы ПАО «ЛУКОЙЛ» (Компания) в данном регионе.

Одним из перспективных направлений дальнейших геологоразведочных работ (ГРП) на территории области является освоение эйфельско-живетских и франских отложений в пределах лицензионных участков ООО «РИТЭК» (Общество), расположенных на правом берегу реки Волги. На данной территории выявлены залежи нефти и газа, приуроченные к погребённым антиклинальным поднятиям в терригенном комплексе девона (воробьёвский, ардатовский, пашийский горизонты), а также связанных с органогенными постройками в эйфельско-живетских (мосоловский, ардатовский горизонты) и средне-верхнефранских (семилукский, воронежский, евлановско-ливенский горизонты) отложениях. В настоящее время одним из наиболее перспективных для освоения участков Общества является Журавский участок недр [1].

Открытые в пределах участка новые месторождения нефти свидетельствуют о промышленной нефтегазоносности отложений терригенного и карбонатного девона. С целью раскрытия потенциала участка и определения наиболее перспективных зон для постановки дальнейших ГРП реализовано концептуальное моделирование в его пределах.

Под концептуальной моделью в данной работе понимаются формализованные на основе имеющегося фактического материала представления о стратиграфии, тектонике, седиментации отложений, их морфологии и закономерностях пространственного изменения пород с учётом постседиментационного преобразования. Стадийность же работ, проводимых при построении концептуальной модели, соответствует общей стадийности ГРП.

Целевыми перспективными стратиграфическими интервалами, как отмечено ранее, на площади исследований являются отложения среднего и верхнего девона: от мосоловских (D2ms) до евлановско-ливенских (D3lv) отложений включительно.

Активное изучение территории участка началось в 1970-х гг. с проведения региональных научно-исследовательских работ по выявлению

условий формирования отложений, геологических особенностей их строения, потенциала нефтегазоносности. Позднее проводимые в 2000-х гг. комплексные обобщения геолого-геофизических и геохимических материалов позволили обосновать концептуальную геологическую идею относительно строения и нефтеносности Журавского участка [2], что было учтено в технико-экономическом обосновании (ТЭО) приобретения участка недр. По результатам ТЭО Обществом в 2010 г. приобретена лицензия на участок с целевым назначением «геологическое изучение», включающее поиски и оценку углеводородного сырья.

Согласно лицензионным обязательствам, Обществом в 2013–2014 гг. пробурена поисково-оценочная скважина № 5, по результатам которой подтвердилась ранее сформированная геологическая идея и было открыто месторождение № 1 нефти, что явилось основанием для постановки и проведения в пределах участка сейсморазведочных работ МОГТ 3D с целью детализации строения и подготовки поисковых объектов.

В результате интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3D, с учётом выполненного лито-фациального анализа построена сейсмо-фациальная схема территории исследования. Последняя показала приуроченность Журавского участка к нескольким сейсмо-фациальным зонам морских равнин внутреннего шельфа (*рисунок 1*).

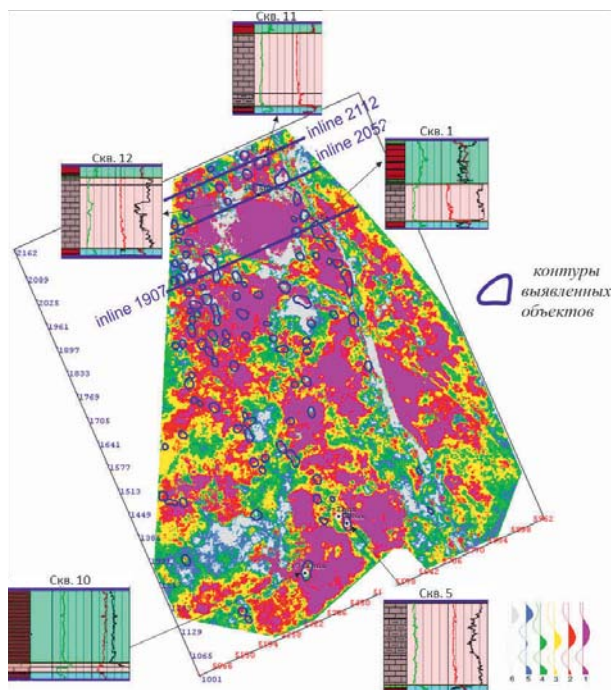


Рисунок 1 — Сейсмо-фациальная схема ардатовских отложений участка

По результатам выполненного сейсмо-фациального анализа и спектральной декомпозиции выделенные перспективные объекты объединены в группы поднятий, уточнены контуры ранее выявленных структур и локализованы новые структуры.

После проведения детальной потрассной корреляции отражающего горизонта (ОГ) «D2ar_pinnacle» (кровля карбонатного репера ардатовского возраста) по глубинному кубу ES360, по методике Компании и Филиала в г. Волгограде в ардатовских отложениях уточнены морфологические параметры (площадь, амплитуда) более 100 ранее выявленных перспективных рифовых объектов типа «pinnacle» и вновь выявленных ардатовских построек (рисунк 2).

По результатам дальнейшего уточнения строения участка наиболее уверенно картируются более 90 объектов, которые приняты в оценку ресурсной базы.

Объекты ранжированы по величине (площади, амплитуде) и генезису, определены наиболее крупные перспективные объекты, а также проведена оценка ресурсной базы всех выявленных рифогенных объектов: суммарные извлекаемые ресурсы категории Дл составляют более 5500 тыс. т нефти. Кроме того, определены объекты (более 30) с экономически эффективными средними извлекаемыми ресурсами — более 60 тыс. т на один объект.

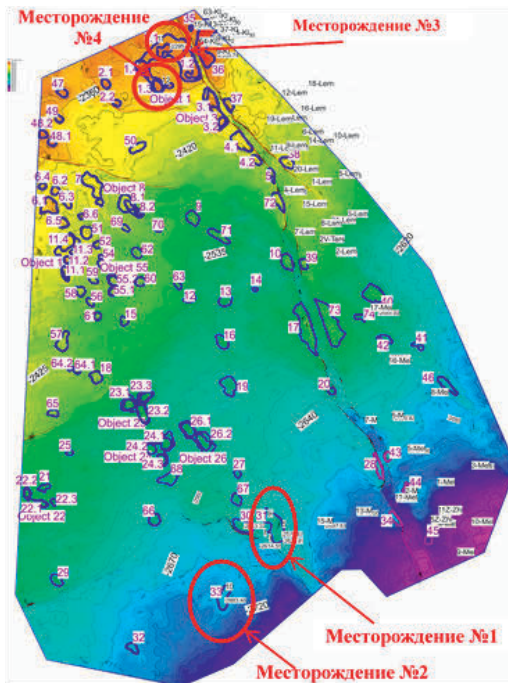


Рисунок 2 — Структурная карта репера ардатовских отложений участка

По результатам концептуального моделирования определены первоочередные объекты для поисково-оценочного бурения. В поисковых скважинах № 11 и № 12 установлена промышленная нефтеносность в отложениях ардаатовского горизонта, получены промышленные притоки безводной нефти дебитом более 90 м³/сут и более 20 м³/сут соответственно. По результатам бурения вышеуказанных скважин открыты месторождения нефти — № 3 и № 4, что подтвердило концептуальную модель участка.

В результате выполненных работ проведён анализ возможности развития ардаатовских рифов за пределами съёмки МОГТ 3Д, а также сделаны предложения по лицензированию сопредельных участков.

В 2022 г. выполнено поисково-оценочное бурение скважины № 1, по результатам которого проведены работы по уточнению глубинно-скоростной модели и детализированию морфологии ранее выявленных перспективных объектов по временному кубу. Это дало возможность выделить первоочередные объекты для дальнейшего поисково-оценочного бурения.

Изучение Журавского участка посредством концептуального подхода к моделированию позволило уточнить его потенциал и определить первоочередные объекты для постановки поисково-оценочного бурения и детализационных сейсморазведочных работ методом МОГТ 3Д, что нашло своё отражение и в среднесрочной Программе ГРП Компании на территории Волгоградской области.

Использованные подходы к планированию и реализации ГРП позволяют повысить достоверность прогноза перспектив нефтегазонасности исследуемых площадей, оперативно вносить корректировки в программу изучения территории с целью концентрации усилий на наиболее перспективных и первоочередных направлениях поисково-оценочных работ.

Список используемых источников

1. Аксенов, А. А., Новиков, А. А. Прогноз, поиски и разведка погребённых нефтегазонасных структур / А. А. Аксенов, А. А. Новиков. — М. : Недра, 1983. — 160 с.
2. Даньшина, Н. В. Характеристика верхнедевонских органогенных построек Волгоградского Поволжья / Н. В. Даньшина // Вопросы освоения нефтегазонасных бассейнов / под ред. А. М. Репья [и др.]. — ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». — 2008. — Вып. 67. — С. 126–131.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ И ПУТИ РАЗВИТИЯ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Дроздов А. Н., Горелкина Е. И.

Сведения об авторах

Дроздов Александр Николаевич,
доктор технических наук,
профессор кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных месторождений
Российского государственного университета
нефти и газа им. И. М. Губкина.
E-mail: drozdov_an@mail.ru

Горелкина Евгения Ильинична,
ассистент Департамента
недропользования и нефтегазового дела
Инженерной академии
Российского университета дружбы народов.
E-mail: gorelckina.evgenia@yandex.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ, ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ, ЖИДКОСТНО-ГАЗОВЫЙ ЭЖЕКТОР, ЗАКАЧКА ВОДОГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ, ПОДАВЛЕНИЕ КОАЛЕСЦЕНЦИИ ГАЗОВЫХ ПУЗЫРЬКОВ, ОБЛАСТЬ РАЦИОНАЛЬНЫХ ГАЗОСОДЕРЖАНИЙ, УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ), ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ.

Данная работа является результатом анализа опыта внедрения технологии водогазового воздействия с применением насосно-эжекторных систем. Предлагается снабжать насосно-эжекторные системы дожимным насосом с двигателем, содержащим частотно-регулируемый привод. Рекомендуется проводить минерализационные и фильтрационные исследования для улучшения напорно-энергетических характеристик эжектора и максимального довытеснения остаточных запасов нефти. Предложена принципиальная схема насосно-эжекторной системы с целью получения водогазовой смеси, которая содержит попутный газ затрубных пространств добывающих скважин. Разработана схема устройства для получения смеси с повышенным газосодержанием, которую рекомендуется закачивать в скважины с наибольшими остаточными запасами. Для наиболее эффективного водогазового воздей-

ствия (ВГВ) рекомендуется снабжать насосно-эжекторные системы диафрагмами — устройствами для контроля расходов закачиваемого агента в каждую из нагнетательных скважин.

Низкая нефтеотдача, высокая обводнённость многих месторождений, ввод в эксплуатацию месторождений трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), а также ущерб, наносимый окружающей среде при сжигании попутного газа на факелах месторождений, обуславливают актуальность исследований методов увеличения нефтеотдачи и способов их реализации. Водогазовое воздействие с применением насосно-эжекторных систем (НЭС) является перспективным методом увеличения нефтеотдачи, который может быть реализован при разработке залежей различного геолого-геофизического строения. Важно, что в качестве газовой компоненты используются природный газ, углекислый газ, азот. Также могут быть использованы ПНГ и дымовые газы.

Цель: совершенствование технологии применения насосно-эжекторных систем для водогазового воздействия и утилизации попутного нефтяного газа.

Методы исследований: анализ теоретических данных, экспериментальных исследований и опыта внедрения технологии ВГВ с применением НЭС; экспериментальные исследования на насыпных моделях; стендовые исследования напорно-энергетических характеристик; разработка принципиальных схем устройств.

Обсуждение. Анализ литературных данных показал, что для получения и закачки в пласт водогазовых смесей существуют несколько технических решений: компрессорные, бустерно-компрессорные, насосно-бустерные, эжекторные, насосно-эжекторные системы. В [1] показано, что последние имеют явные преимущества. Однако применявшиеся ранее компоновки не позволяли развивать достаточные давления нагнетания, что приводило к расслоению нагнетаемой смеси и, следовательно, значительно снижало эффект внедрения ВГВ. Поэтому рекомендуется снабжать НЭС дополнительным дожимным насосом. Насос подбирается согласно методике, описанной в [1]. Также при проектировании НЭС рассчитывается давление нагнетания смеси, которое должно быть на выходе НЭС. Подпорный насос, нагнетающий воду в сопло эжектора, и дожимной насос, перекачивающий водогазовую смесь, должны иметь частотно-регулируемые приводы [1].

В известных способах реализации ВГВ нет рекомендаций, указывающих на рациональный состав водогазовых смесей. В связи с этим была проведена серия экспериментальных исследований с целью изучения влияния различных составов компонентов смесей на эффективность ВГВ.

В [1] описана методика вычисления области рационального газосодержания водогазовой смеси. Оказалось, что при вытеснении остаточных запасов водогазовой смесью максимальный $K_{ин}$ может быть достигнут в случае, когда газосодержание смеси в пластовых условиях стремится к значениям 13–20 %. Для внедрения ВГВ рекомендуется проводить фильтрационные исследования для определения области рациональных газосодержаний для условий конкретного промысла. На графике зависимости $K_{ин} = f(\beta_{пл}) K_{ин\max}$ соответ-

ствуует оптимальному значению газосодержания. Область $[\beta_{\min}; \beta_{\max}]$ является областью рационального газосодержания, границы β_{\min} и β_{\max} которой вычисляются так, чтобы $K_{\text{ин}}$ был меньше $K_{\text{ин max}}$ на 5–10 % (точное значение погрешности вычисляется при проектировании ВГВ на конкретном объекте).

Также были проведены исследования влияния минерализации рабочей жидкости на свойства водогазовых смесей. Оказалось, что добавление некоторых электролитов способствует подавлению коалесценции пузырьков газа. Методика эксперимента описана в [1]. Обнаружено, что для каждой критической концентрации (концентрация электролита, при повышении которой эффект подавления коалесценции прекращается) существуют значения предельного расхода газа. Наличие предельной концентрации показывает, что существует область рациональных минерализаций, в пределах которой при повышении минерализации эффект подавления коалесценции усиливается. Подавлению коалесценции способствует увеличение давления в системе [1]. Важность изучения поведения газовых пузырьков в жидкости при влиянии комплекса внешних факторов объясняется следующим образом: закачка водогазовой смеси предотвращает образование газовых пробок в залежи.

В [1] доказано, что с увеличением минерализации рабочей жидкости с добавлением электролитов (которые способствуют подавлению коалесценции) улучшаются напорно-энергетические характеристики жидкостно-газового эжектора — принципиального составляющего элемента НЭС. Это явление объясняется улучшением энергообмена между рабочим и пассивным потоками в камере смешения эжектора [1]. Также с уменьшением газосодержания $\beta_{\text{вх}}$ на входе в дожимной насос увеличивается развиваемое насосом давление $P_{\text{н}}$ [1]. С целью улучшения напорно-энергетических характеристик изучена возможность повышения КПД эжектора при изменении режимных параметров. За счёт уменьшения давления нагнетания жидкости удалось достичь значения КПД эжектора 48,2 % — наивысшее значение на текущий период (рисунок 1).

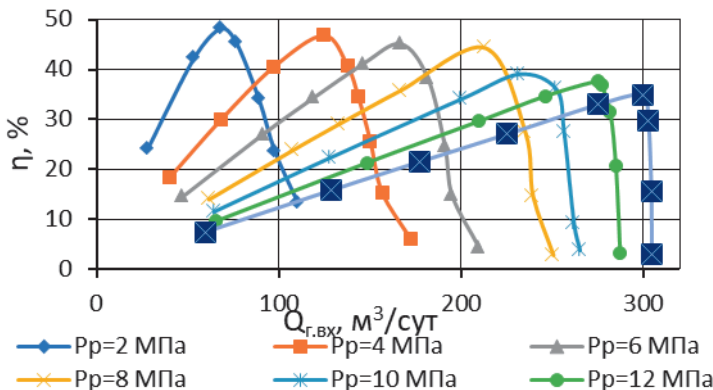


Рисунок 1 — Энергетические характеристики эжектора при $L_{\text{отн}} = 30,6$ и различных P_p

Актуальной проблемой является скапливание ПНГ в затрубных пространствах добывающих скважин [2]. В процессе эксплуатации скважин газ естественным образом или при помощи сепаратора на входе в насос выделяется, что приводит к увеличению давления на динамический уровень. Постепенно газ начинает оттеснять жидкость, депрессия уменьшается, что приводит к уменьшению дебитов. В дальнейшем поток газа устремится на вход насоса и вызовет срыв подачи. Предлагается НЭС, которая содержит линии подачи продукции из затрубных пространств добывающих скважин в сепаратор. Газ сепарируется и подаётся в эжектор для смешивания с водой. Для регулирования газосодержания в систему включают частотно-регулируемые приводы. При увеличении частоты увеличиваются подачи и развиваемое дожимным насосом давление, что приводит к снижению давления на выходе из эжектора и увеличению его подачи.

Поскольку ВГВ является методом разработки ТРИЗ, необходимо учитывать геологическое строение залежи. Анизотропия по пористости и проницаемости, наличие дизъюнктивных нарушений приводят к неравномерности распределения запасов по породе. Разработана компоновка НЭС, которая позволяет получать водогазовую смесь, содержащую низконапорный ПНГ, далее смесь направляется в сепаратор, часть воды и отсепарированный газ направляются в дожимную НЭС, которая создаёт водогазовую смесь с повышенным газосодержанием. Смесь предполагается закачивать в скважины, которые вскрывают зоны пласта с наибольшими остаточными запасами (рисунк 2). При этом в иные скважины нагнетается вода. Данное решение особо

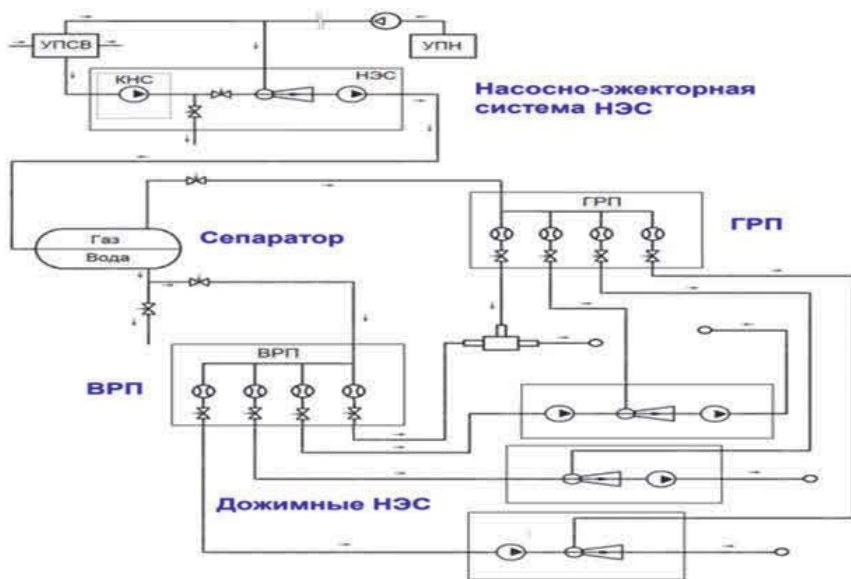


Рисунок 2 — Принципиальная схема устройства для «умной» закачки

актуально в случаях, когда получение большего количества смеси с необходимым газосодержанием (для закачки в большее количество скважин) технически невозможно либо экономически нерентабельно.

Для наиболее эффективного ВГВ необходим способ, который позволит учитывать расход закачиваемого агента в каждую скважину. На Самодуровском месторождении предлагалось использовать многофазные ультразвуковые расходомеры «Ультрафлоу», однако из-за дороговизны устройств реализовать идею не удалось. Поэтому рекомендуется снабжать насосно-эжекторные системы диафрагмами — устройствами для контроля расходов закачиваемого агента в каждую из нагнетательных скважин.

Заключение

Предлагаемый комплекс решений способствуют активному внедрению данной технологии на промыслах и расширению области её применения. Использование попутного газа позволяет кратно сократить объёмы его нерационального расходования, снизить углеродный след, увеличить нефтеотдачу и прибыль компаний-разработчиков.

Список используемых источников

1. Дроздов, А. Н. [и др.]. Применение струйных аппаратов в нефтепромысловом деле: монография / А. Н. Дроздов, Н. А. Дроздов, Я. А. Горбылева, Е. И. Горелкина. — М.: «Спутник+», 2020. — 391 с.
2. Калинин, В. Н. [и др.]. Снижение затрубного давления в механизированных насосных скважинах и водогазовое воздействие на пласт с использованием ПНГ и азота / В. Н. Калинин, А. Н. Дроздов, Е. И. Горелкина // Деловой журнал Neftgaz.RU. — 2021. — № 4 (112). — С. 38–41.

КОМПЛЕКСНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ РАЗВИТИЯ И ОСВОЕНИЯ ЖУРАВСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА

Казанцев А. С.

Сведения об авторе

Казанцев Андрей Сергеевич,
заместитель руководителя
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть».
E-mail: Andrej.Kazantsev@lukoil.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ, РЕСУРСНАЯ БАЗА, УРОВНИ ДОБЫЧИ НЕФТИ, СХЕМА ОБУСТРОЙСТВА.

Введение

Концептуальное проектирование развития обустройства месторождения выполняется на ранней стадии жизненного цикла месторождения, на которой необходимо определить наиболее экономически эффективные технологические решения по реализации проекта. В данной работе эффективность технологических решений достигается за счёт применения современных оптимизационных алгоритмов в рамках комплексного интегрированного подхода, в котором взаимосвязаны процессы бурения скважин и строительства наземной инфраструктуры месторождения.

Основной целью проекта было определение оптимального варианта освоения и развития Журавского лицензионного участка.

В рамках комплексного интегрированного подхода для достижения поставленной задачи была сформирована интегрированная команда, состоящая из специалистов Филиала и НГДО. Для выполнения ряда работ привлечены АО «Бейкер Хьюз» и МФТИ ООО «Физтех Гео».

Для достижения поставленной цели были выделены следующие задачи:

1. Вероятностная оценка ресурсной базы (Сейсмогеологическая модель, Структурно-тектоническая модель).
2. Прогноз добычи по объектам.
3. Конструкция скважин.
4. Концепция обустройства + Интегрированная модель.
5. Две технико-экономические модели.
6. Паспорт инвестиционного проекта.

1. Оценка ресурсов локализованных объектов Журавского

Вероятностная оценка ресурсной базы локализованных объектов позволила учесть геологические риски при дальнейшем освоении Журавского ЛУ.

При проведении вероятностной оценки с помощью многократных итераций (40 тыс.) в программе ИС ВОПРУ получено результирующее распределение ресурсов углеводородов, отражающее вероятность подтверждения каждого конкретного значения объёма ресурсов.

В рамках выполнения работ были произведены следующие варианты вероятностных геологических ресурсов:

- Ресурсы P10.
- Ресурсы P50.
- Ресурсы P90.
- Ресурсы PMEAN.

2. Прогноз добычи по объектам

Расчёт типового профиля добычи по объекту D_{2vb}

Типовой профиль добычи по объекту D_{2vb} принят по результатам расчётов на актуализированной ГДМ по состоянию на 1 января 2022 г. с учётом размещения проектной скважины в купольной части залежи.

КИН утв. = 0,443.

Расчётный КИН = 0,443.

Расчёт типового профиля добычи по объекту D_{2ard}

КИН утв. = 0,2.

КИН на ГДМ* = 0,102.

Расчётный на КИН* = 0,027.

КИН, предлагаемый АО «Бейкер Хьюз»

Поровый коллектор / истощение = 0,096.

Порово-трещиноватый / истощение = 0,173.

Порово-трещиноватый / циклический режим добычи / закачки = 0,21–0,24.

3. Порядок определения минимальных рентабельных (MEFS) и средних (MEAN) ресурсов нефти

В соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности проектов ГРП» (приложение № 4 к Протоколу заседания правления ОАО «ЛУКОЙЛ» от 13 ноября 2013 г.) проводились расчёты, приведённые ниже.

1) По определению минимальных рентабельных ресурсов нефти (MEFS).

Расчёты проводились путём подбора неизвестного объёма углеводородов, соответствующего нулевому NPV.

2) По определению средних рентабельных ресурсов нефти (MEAN).

Все значения ниже MEFS отсекались, в результате этого на усечённом по величине MEFS распределении ресурсов УВ определялось их среднее значение MEAN.

Показатель NPV по варианту средних ресурсов MEAN должен быть положительным, т. к. рассматривался экономически успешный вариант.

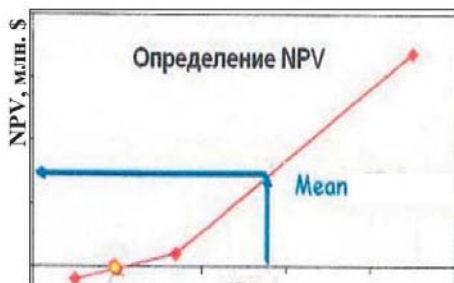


Рисунок 1 — Зависимость NPV от распределения ресурсов углеводородов

Отсечение минимальных рентабельных запасов нефти по структурам Журавского ЛУ

Исходные данные для прогноза добычи нефти:

- Вероятностная оценка НГЗ по 27 структурам (P10 – P50 – P90).
- Первоочередные объекты к вводу в разработку — D_{2ar} и D_{2vb} , предусмотрено ОРЭ.
- После выбытия из эксплуатации объекта D_{2ar} подключается пласт с большими НИЗ — D_{3ps} или D_{2ms} .
- Расчётный период — 30 лет (2025–2052 гг.).
- НИЗ по пластам рассчитаны, исходя из КИН, принятых по месторождению-аналогу: D_{2ar} — 0,057; D_{2vb} — 0,443; D_{3ps} — 0,201; D_{2ms} — 0,122.

Прогноз добычи нефти

— Прогноз технологических показателей разработки выполнен на основе безразмерных характеристик (темп отбора = f (отбор от НИЗ); обводнёность = f [отбор от НИЗ]) с учётом темпов падения дебитов по месторождению-аналогу (Новоокрасинскому).

— Для каждой структуры сформировано три суммарных варианта разработки: P10 — P50 — P90.

Расчёт ТЭП

— Для всех вариантов выполнена оценка экономической эффективности в форме ПИП_12.0 с использованием актуальных ЕСУ 2022 (06.2022) по варианту «Базовый» и определено значение NPV.

Определение минимальных рентабельных запасов нефти

— По результатам расчётов технико-экономических показателей (ТЭП) построены зависимости между NPV и начальными ресурсами нефти.

Критерий выбора первоочередных структур:

— После предварительных расчётов экономической эффективности ГРП Журавского ЛУ была получена величина минимальных эффективных НИЗ (MEFS).

— Для варианта P90 эффективность ГРП для всех структур отсутствует: $NPV < 0$.

— Отсечение структур с НИЗ со значениями менее полученной величины было выполнено для варианта P50 с наиболее подтверждаемыми ресурсами.

4. Варианты освоения объектов

I вариант (предложенный Филиалом)

1. Наклонно-направленные скважины.
2. Применение оборудования ОРЭ для структур с отрицательным NPV при последовательной отработке.

II вариант (предложенный АО «Бейкер Хьюз»)

1. Мнозобойные скважины.
2. Последовательная выработка объектов разработки.

Минусы:

- Верхний объект D3ps не вскрывается в боковых стволах МЗС.
- Сложность учёта добычи каждого ствола (К эксплуатации = 0,93 при контрольном замере дебита жидкости два раза в год в МЗС на три ствола).
- Минимальное Рзаб. = 8,5 Мпа.
- Боковые стволы обсаживаются не цементируемыми хвостовиками с заколонными пакерами.

5. Сравнение конструкции и стоимости строительства скважин

Проведён сравнительный анализ стоимости разбуривания 46 структур путём бурения 23 двухствольных скважин, который позволил определить положительный экономический эффект при бурении МЗС в 29 %.

Также был призведён сравнительный анализ варианта разбуривания 30 структур путём бурения 10 трёхствольных скважин, экономический эффект от бурения МЗС составил аналогично 29 %.

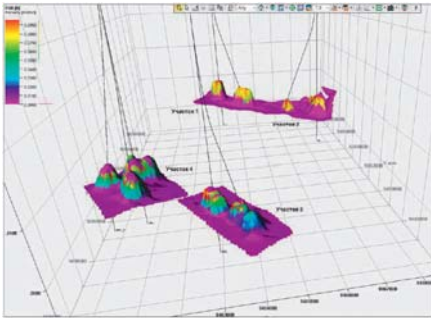


Рисунок 2 — Бурение МЗС

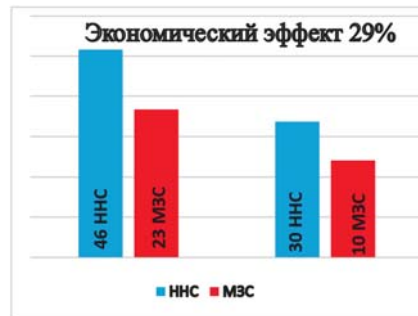


Рисунок 3 — Сравнительный анализ стоимости бурения ННС и МЗС

6. Рекомендуемая компоновка ОРЭ (ПРОК – ОРЭ)

Компоновка ОРЭ с отдельным замером и учётом продукции скважины прошла опытно-промышленные исследования на трёх скважинах

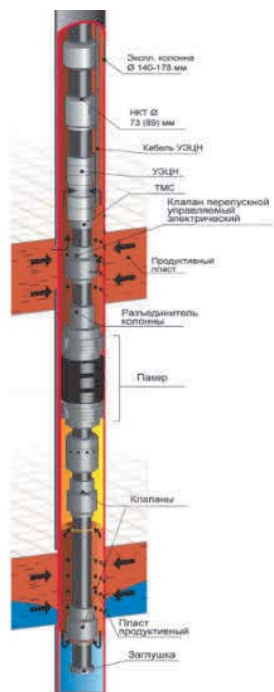


Рисунок 4 — Компоновка ОРЭ

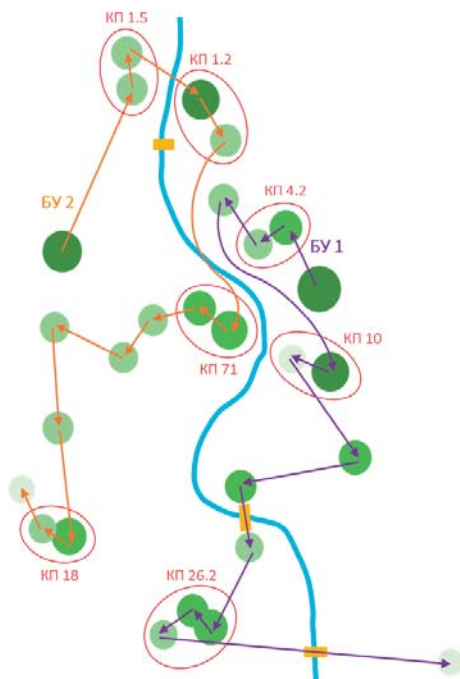


Рисунок 5 — Порядок ввода скважин

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». На скважинах Мамуринского месторождения (г. Самара) ООО «РИТЭК» проведены опытно-промышленные работы по её испытанию, результаты ОПр признаны успешными.

Актуализация технических решений

Первый шаг при актуализации технических решений — кустование с учётом новой сетки бурения. Цель кустования — определение варианта с наименьшими капитальными затратами на обустройство и бурение.

По результатам технико-экономической оценки планируется выбор вариантов кустования.

7. Система сбора и транспорта

Алгоритм построения коридоров технологических коммуникаций (КТК) настроен на минимизацию целевой функции — общей стоимости коридоров прокладки.

В зависимости от местности используются различные коэффициенты удорожания.

Результатом оптимизации является сеть коридоров, удовлетворяющая условию минимальной стоимости строительства

Выводы:

1. По Журавскому ЛУ применены подходы оценки и выработки инвестиционных решений, применяемые для крупных и приоритетных активов Компании, включая вероятностную оценку ресурсной базы.

2. Оценка вариантов развития актива выполнялась с учётом опыта международной компании АО «Бейкер Хьюз».

3. МФТИ ООО «Физтех Гео» выполняют актуализацию проекта концептуального обустройства, ввода новых структур.

4. Предварительно 27 структур являются рентабельными по варианту 1 (вариант 2021 г. — 11 структур).

Дальнейшие задачи:

1. Выполнить обоснование системы сбора и обустройства по варианту АО «Бейкер Хьюз».

2. Завершить создание и настройку, оптимизацию технико-экономических моделей по двум вариантам.

3. Подготовить паспорт инвестиционного проекта (ПИП).

4. Настроить интегрированную модель на итоговый вариант развития актива.

Список используемых источников

1. Прищепа, О. М., Халимов, Э. М. Трудноизвлекаемая нефть: потенциал, состояние и возможности освоения / О. М. Прищепа, Э. М. Халимов // Нефтегазовая Вертикаль. — 2011. — 5. — С. 24–29.

2. Методические рекомендации по оценке эффективности проектов геологоразведки // Приложение к протоколу заседания Правления ОАО «ЛУКОЙЛ» от 26 апреля, № 11.

ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД С УЧЁТОМ ВЛИЯНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ

Кожевников Е. В., Турбаков М. С.

Сведения об авторах

Кожевников Евгений Васильевич,

кандидат технических наук,
старший научный сотрудник кафедры
«Нефтегазовые технологии»

ФГАОУ ВО «Пермский национальный
исследовательский политехнический университет».

E-mail: kozhevnikov_ev@mail.ru

Турбаков Михаил Сергеевич,

кандидат технических наук,
главный научный сотрудник кафедры
«Нефтегазовые технологии»

ФГАОУ ВО «Пермский национальный
исследовательский политехнический университет».

E-mail: msturbakov@gmail.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОЕ ДАВЛЕНИЕ, ГИСТЕРЕЗИС ПРОНИЦАЕМОСТИ.

Введение

Проницаемость горных пород зависит от различных геологических факторов, которые определяются условиями осадконакопления [1, 2]. При добыче нефти проницаемость пластов может снижаться по разным причинам [3], одной из которых является снижение порового давления. При уменьшении и последующем повышении порового давления [4] наблюдается неполное восстановление проницаемости — гистерезис. Проявление гистерезиса проницаемости не зависит от типа породы, вида пористости и трещиноватости. В данной работе проведён анализ результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на месторождениях севера Пермского края. Установлен гистерезис проницаемости от эффективного давления, получена модель изменения проницаемости от эффективного давления.

Гистерезис проницаемости на основе анализа данных ГДИС

На основании анализа ГДИС месторождений севера Пермского края были отобраны результаты испытаний для тех скважин, в которых в процессе эксплуатации пластовое давление менялось циклически — снижалось и повышалось. Также критериями выбора являются следующие условия: пластовое давление в районе скважины в период эксплуатации не должно опускаться ниже давления насыщения; состав скважинной продукции должен быть постоянным в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации скважины, обводнённость не должна превышать 5 %. Всего было отобрано 20 скважин, соответствующих заданным условиям. На *рисунке 1* приведён пример изменения относительной проницаемости и эффективного давления в районе скважины, эксплуатирующей терригенный нефтяной пласт, по данным ГДИС, проведённых в период с 2005 по 2010 г.

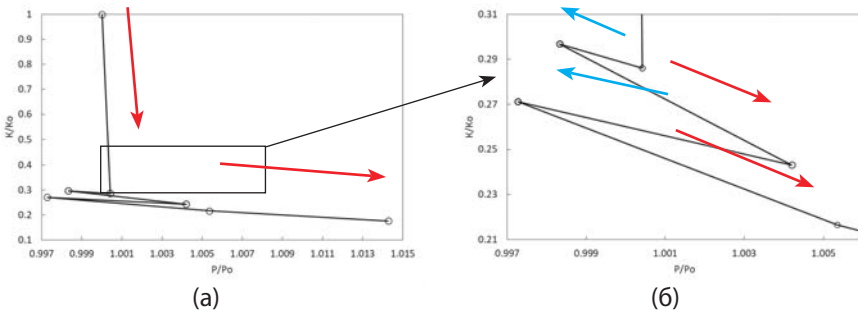


Рисунок 1 — Изменение эффективного давления и проницаемости в районе скважины, эксплуатирующей терригенный пласт.

Стрелки указывают направление изменения эффективного давления в хронологическом порядке, синие — уменьшение эффективного давления, красные — увеличение

На *рисунке 1* видно, что при незначительном увеличении эффективного давления проницаемость быстро снижается и не восстанавливается даже при повышении пластового давления выше начального. Аналогичное явление наблюдается и при исследованиях изменения проницаемости керна от эффективного давления [4].

Модель изменения проницаемости с учётом гистерезиса

Для оценки изменения проницаемости пород нефтяных коллекторов при изменении эффективного давления использовалась модель, учитывающая упругость скелета и наличие порога раскрытия трещины (*рисунке 2*) [5]. Выбор модели основывается на следующих соображениях:

1. Изменение проницаемости происходит по такому принципу: на первом этапе проницаемость резко снижается при незначительном увеличении эффективного давления, а на втором зависимость проницаемости от эффектив-

ного давления принимает линейный вид. Модель, основанная на принципе разложения деформации горных пород под напряжением на две составляющие, называется двухчастной моделью Гука (Two-part Hooke's Model [ТРHM]) [6].

2. Влияние ползучести горных пород не учитывалось, т. к. между испытаниями скважины прошло достаточно времени для релаксации остаточных напряжений.

3. Основное снижение проницаемости происходит за счёт закрытия микротрещин в породе. Предполагается, что микротрещины гладкие, что позволяет не учитывать влияние шероховатости трещин, которое присуще макротрещинам.

4. Неполное раскрытие микротрещин связано с порогом раскрытия, который невозможно преодолеть даже при повышении порового давления до начальных значений.

Модель пласта учитывает нелинейность изменения проницаемости при начальном снижении пластового давления и состоит из двух упругих элементов — 1 и 4 — и фрикционного элемента 2 (рисунк 2а). Элемент 3 характеризует изменение порового давления. Параллельное соединение элементов 1 и 2 характеризует закрытие микротрещин и может быть описано экспоненциальным или степенным уравнениями [1]. Включение фрикционного элемента 2 характеризует наличие порога раскрытия микротрещин при снижении эффективного давления. Физический смысл элемента 2 — «залипание» берегов микротрещин. Для раскрытия микротрещин при повышении порового давления требуется дополнительная энергия (встряхивание), что может быть достигнуто при динамическом воздействии [5].

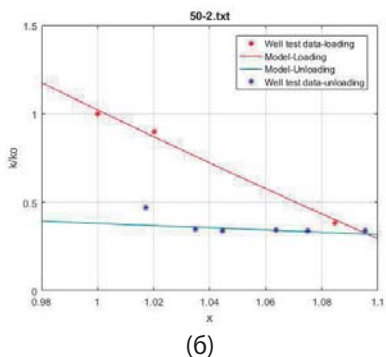
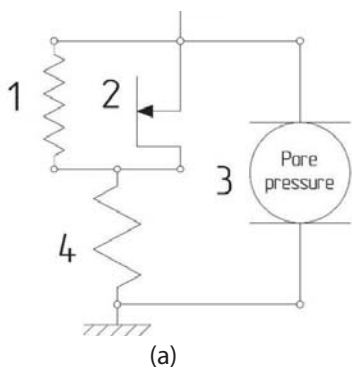


Рисунок 2 (а) — механическая модель нефтяного пласта; (б) — сравнение расчётных и фактических значений изменения проницаемости от эффективного давления терригенного пласта одного из месторождений севера Пермского края

Элементы 1 и 2 соединены последовательно с упругой пружиной 4, обладающей большей жёсткостью и характеризующей сжимаемость скелета породы. Элемент 4 имеет линейную зависимость от эффективного давления [5]. Модель изменения проницаемости описывается следующим образом:

$$\frac{k}{k_o} = A \cdot \left(\frac{P}{P_o}\right)^{-n} + 1 - K_{per} \cdot \frac{P}{P_o} + \frac{k_{II}}{k_o} \quad (1)$$

где, A и n — коэффициент и показатель степенного уравнения, определяемые опытным путём, K_{per} — модуль, характеризующий чувствительность проницаемости к сжимаемости пласта.

Степенной член правой части уравнения (1) может быть заменён экспоненциальным уравнением; при циклах разгрузки проницаемость не восстанавливается до исходного значения, поэтому в расчётах ею можно пренебречь; k_{II} — проницаемость, соответствующая максимальному значению эффективного давления, достигаемому за цикл нагрузки.

Выводы

Апробация предложенной модели проводилась по результатам испытаний скважин на месторождениях севера Пермского края с помощью MATLAB. Определены значения коэффициентов и показателей в уравнения. Используемый подход на основе двухчастной модели Гука позволил точно оценить изменение проницаемости от циклического изменения эффективного давления с учётом гистерезиса.

Благодарность

Исследование выполнено при финансовой поддержке РОССИЙСКОГО НАУЧНОГО ФОНДА, проект № 19-79-10034, <https://rscf.ru/project/19-79-10034/>.

Список используемых источников

1. Kozhevnikov E. V., Turbakov M. S., Riabokon E. P., Poplygin V. V. (2021) Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results. *Energies*. 2021; 14(8):2306. <https://doi.org/10.3390/en14082306>.
2. Wiercigroch M., Kozhevnikov E. V., Turbakov M. S., Poplygin V. V., Riabokon E. P. (2021). Effective Pressure and Bedding Depth Influence on the Oil Fields Reservoir Properties (on the Example of the Northern Perm Region Oil Fields). Paper presented at the 7th Scientific Exploration Conference — Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process, doi:10.3997/2214-4609.202150044.
3. Bennion B. (1999). Formation Damage — the Impairment of the Invisible, by the Inevitable And Uncontrollable, Resulting In an Indeterminate Reduction of the Unquantifiable! *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38(02). doi:10.2118/99-02-da
4. Kozhevnikov E., Riabokon E., Turbakov M. (2021) A Model of Reservoir Permeability Evolution during Oil Production. *Energies*. 2021; 14(9):2695. <https://doi.org/10.3390/en14092695>.

5. Xing Li, Yi-Feng Chen, Kai Wei, Ran Hu & Zhi-Bing Yang (2018): A thresholdstresses-based Permeability Variation Model for Microcracked Porous Rocks, *European Journal of Environmental and Civil Engineering*, DOI: 10.1080/19648189.2018.1424650.

6. J. Zheng et. al. Relationships between Permeability, Porosity and Effective Stress for Low-Permeability Sedimentary Rock, *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 78, (2015), 304–318, doi.org/10.1016/j.ijrmms.2015.04.025.

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ В ПРОГРАММЕ НАУЧНОГО ЦЕНТРА МИРОВОГО УРОВНЯ

Нургалиев Д. К.

Сведения об авторе

Нургалиев Данис Карлович,

доктор геолого-минералогических наук,
профессор, директор Института геологии и нефтегазовых технологий
проректора по направлениям нефтегазовых технологий
природопользования и наук о Земле
Казанского федерального университета.
E-mail: danis.nourgaliev@kpfu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА, НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ, РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ-ГИГАНТОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ, ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ, ХИМИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ.

Введение

В рамках Национального Проекта «Наука и университеты» на конкурсной основе в 2020 г. было создано 17 научных центров мирового уровня (НЦМУ): математические, геномные и по приоритетным направлениям Стратегии научно-технологического развития (СНТР). По направлению СНТР «Экологически чистая ресурсосберегающая энергетика, эффективное региональное использование недр и биоресурсов» был поддержан НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» на базе Казанского федерального университета в консорциуме с Уфимским государственным нефтяным техническим университетом, Российским государственным университетом нефти и газа имени И. М. Губкина, Сколковским институтом науки и технологий.

Основной целью научного центра мирового уровня является разработка экологических, экономических и энергоэффективных технологий поиска, разведки и добычи традиционных и «трудных» запасов.

Задачи научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»

Исследования и разработки в НЦМУ ведутся по трём направлениям, а именно:

1. Исследования бассейнов нефтегазоаккумуляции с использованием методов изотопной геологии, термогеохронологии, данных дистанционных ме-

тодов, оценки зрелости нефтематеринских толщ, прогнозированием запасов углеводородов, выявлением наиболее перспективных для разработки зон на основе применения сквозных технологий.

2. Исследование гидро- и газодинамических, геохимических и микробиологических процессов и эволюции резервуаров в ходе разработки крупных и гигантских нефтегазовых месторождений на поздней стадии, создание и реализация новой парадигмы их рациональной разработки.

3. Разработка экологичных, энергоэффективных и экономически рентабельных технологий добычи нефти в «старых» нефтедобывающих регионах и обеспечение рациональной выработки их запасов сложной структуры на основе глубокого исследования объектов современными физико-химическими методами с применением сквозных технологий.

Для достижения поставленных целей решаются следующие задачи:

1.1. Разработка спутниковых технологий изучения структуры земной коры, оценки тепловых потоков и зрелости нефтематеринских толщ, реконструкция термической истории, бассейновое моделирование, прогнозирование запасов УВ в различных бассейнах (Восточная Сибирь, Арктический шельф, Охотское и Берингово моря).

1.2. Развитие дистанционных и наземных технологий поиска и разведки, оценки запасов с использованием спутниковых методов и лёгких геофизических методов в наземном, водном и аэро- вариантах, в том числе с использованием беспилотных аппаратов (аэро- и подводных).

2.1. Разработка методов, алгоритмов и технологий переобработки имеющихся данных на «старых» месторождениях и месторождениях-гигантах с использованием элементов сквозных технологий; создание геологических моделей месторождений на основе фациальных и секвенс-стратиграфических построений с использованием данных ядра, ГИС и сейсмических данных; развитие технологий «псевдокерн»; технологии цифрового ядра; создание технологий исследований свойств флюидов и ядра на основе микрофлюидных исследований.

2.2. Разведка и доразведка запасов различной структуры в пределах месторождений-гигантов на поздней стадии разработки с использованием геофизических, биогеохимических методов, анализа промысловой истории, детальных геологических моделей; создание технологий мониторинга и оптимизации разработки на основе работы с большими данными.

2.3. Создание и развитие новой парадигмы разработки месторождений-гигантов на поздней стадии с использованием новейших геофизических, биогеохимических технологий, детальной реконструкции резервуаров, создание схем разработки с учётом особенностей строения и истории.

2.4. Разработка экологичных и экономичных технологий бурения вертикальных и горизонтальных скважин; развитие технологий геонавигации; развитие технологий геомеханического моделирования, разработки дизайнов ГРП, в том числе — на безводной основе с использованием сквозных технологий; инновационные конструкции скважин и скважинное оборудование для эффективной разработки залежей нефти.

3.1. Разработка технологий применения попутного нефтяного газа для повышения нефтеотдачи и снижения экологического ущерба, в том числе на основе гидратных технологий.

3.2. Разработка базовых механизмов вытеснения нефти для гидрофобных карбонатных коллекторов в условиях высокой минерализации вод, высокой температуры, создание эффективных методов увеличения нефтеотдачи с применением иономодифицированной воды, поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимерных, гелевых, микробиологических систем, математических алгоритмов технологии «цифрового ядра» и микрофильтрационно-го моделирования.

3.3. Разработка методов добычи высоковязкой нефти, газоконденсата и нефти с использованием тепловых методов, наноразмерных каталитических систем подземного облагораживания, термогазохимического воздействия на пласт с применением бинарных смесей, снижение затрат и повышение нефтеотдачи.

Основные результаты, полученные в НЦМУ в 2021–2022 гг.

1. Технология поиска и разведки залежей УВ на слабоизученных территориях. Используется в виде сервиса для нефтегазовых компаний при оценке перспективности лицензионных участков и выборе территорий для 3D сейсмики и бурения. Направлена на расширение ресурсной базы.

2. Проект «Гиснейро». Программный комплекс для интерпретации геофизических данных скважин с применением машинного обучения. Зарубежные аналоги — Geolog (Paradigm), PowerLog (CGG), Techlog (Schlumberger). Выявление пропущенных продуктивных пластов.

3. Технологии локализации перспективных участков внутри гигантских месторождений (Программный комплекс Res Neuro). Зарубежные аналоги технологии — Dynamic Graphics Suit (Dynamic Graphics, WorkFlow Manager and Integrated Well Designer) (Dynamic Graphics, Inc. США).

4. ПАВ для химических методов увеличения нефтеотдачи. Замещение продуктов компаний BASF, Sasol, MOL group, Solvay и др. Продукт готов к пилотным испытаниям на месторождениях.

5. Катализаторы окисления и внутрипластового облагораживания нефти в пластовых условиях. Запланированы пилотные испытания в 2022 г. на месторождениях АО «РИТЭК». Не имеют аналогов в России и мире.

6. Гелевые частицы для выравнивания профиля вытеснения нефти и ограничения водопритока. Разработан состав и технология применения реагента. Полностью готов к внедрению.

7. Технология «Геоиндикатор». Мониторинг состояния разработки гигантских нефтяных месторождений на основе геохимических и изотопных методов исследования пластовых флюидов. Замещение аналогов — ПО Malcolm, DeepLook-EM (Schlumberger), ПО MODFLOW.

8. Цифровой шлиф. Создание программного комплекса анализа изображений горных пород с применением нейросетевых технологий. Зарубежные аналоги — JMicroVision (Швейцария).

9. Кислотные составы для обработок заглинизированных терригенных коллекторов — увеличение продуктивности и приёмистости скважин.

Замещение технологий Economy Polymers, Halliburton, Schlumberger и др.

10. ПАВ для получения пены в пласте для повышения эффективности газовых методов увеличения нефтеотдачи. Продукт готов к пилотным испытаниям.

Стоимость реагента ниже, чем зарубежных аналогов.

Заключение

В Программе НЦМУ в ближайшее время — внедрение в практику нефтяных компаний следующих технологий:

1. Технология прогнозирования, поиска и разведки крупных и гигантских месторождений углеводородов на слабоизученных территориях. Реализация может быть осуществлена с предприятиями ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», а также зарубежными компаниями Sinopec (Китай), PetroChina (Китай), Cupet (Куба).

2. Новая парадигма разработки гигантских месторождений нефти. Внедрение осуществляется с ПАО «Татнефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», а также Sinopec (Китай) и PetroChina (Китай).

3. Технологии и реагенты для выработки трудноизвлекаемых запасов на освоенных территориях. Зарубежные аналоги: BASF (Германия), Sasol Германия), Solvay (Франция), MOL group (Венгрия), Shell (Нидерланды — Великобритания), Baker Hughes (США). Возможно внедрение во всех крупных российских нефтегазовых компаниях, включая ПАО «ЛУКОЙЛ».

НОВЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ СИСТЕМ ОБУСТРОЙСТВА И КОМПЛЕКСНАЯ МНГОВАРИАНТНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВИТИЯ НА ПРИМЕРЕ НАЗЫМСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «РИТЭК»

Савельев С. В., Попов Е. В., Дорохов А. И., Куликов А. В.,
Аксёнова А. О., Попов А. С.

Сведения об авторах

Савельев Сергей Витальевич,

начальник отдела
технологии добычи нефти
ООО НК «Югранефтепром».
E-mail: Sergey.Saveliev@lukoil.com

Попов Евгений Васильевич,

ведущий инженер
отдела технологии добычи нефти
ООО НК «Югранефтепром».
E-mail: Evgeny.V.Popov@lukoil.com

Дорохов Алексей Игоревич,

ведущий инженер
отдела технологии добычи нефти
ООО НК «Югранефтепром».
E-mail: Evgeny.V.Popov@lukoil.com

Куликов Александр Владимирович,

начальник отдела
концептуального проектирования
ООО «Физтех Геосервис».
E-mail: Kulikov.av@physgeo.ru

Аксёнова Алёна Олеговна,

старший инженер
отдела концептуального проектирования
ООО «Физтех ГЕО».
E-mail: aksenova.ao@physgeo.ru

Попов Александр Сергеевич,

инженер

отдела концептуального проектирования

ООО «Физтех ГЕО».

E-mail: popov.as@physgeo.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЦИФРОВАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КОНЦЕПТУАЛЬНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА.

На начальных стадиях разработки месторождения высокая неопределённость исходных данных не позволяет определить конечные проектные решения. Возникают риски несвоевременной реализации необходимых мероприятий для обеспечения добычи, транспортировки и подготовки всех потенциальных объёмов нефти.

Для более оперативной корректировки технологических решений была использована цифровая модель месторождения.

Введение

Объёмы добычи — главный показатель, влияющий на выбор основных технических решений на месторождении; именно он обладает наибольшей неопределённостью как до, так и во время эксплуатации.

Корректировка запасов, стартовых дебитов и прочих параметров требует оперативного изменения систем наземной инфраструктуры, а принятие неоптимальных или несвоевременных технических решений приводит к снижению добычи, соответственно — к упущенной выгоде.

На рассматриваемом в данной работе месторождении предпосылками к актуализации технических решений служили: 1) увеличение количества геологических целей; 2) рост ожидаемой добычи по результатам ретроспективного анализа; 3) корректировка графика бурения.

Ожидался значительный рост добычи в сравнении с предыдущим годом, а именно:

— + 67 % по нефти;

— + 81 % по жидкости.

Использование цифровой модели месторождения позволило за короткий срок пересмотреть и определить оптимальные мероприятия для обеспечения добычи всего потенциала нефти.

Цифровая модель месторождения

Понятие цифровой модели в настоящий период обрело самые разные смыслы. В нашем случае это — цифровая копия месторождения, смоделированная в програмном обеспечении CLSP, включающая следующие системы

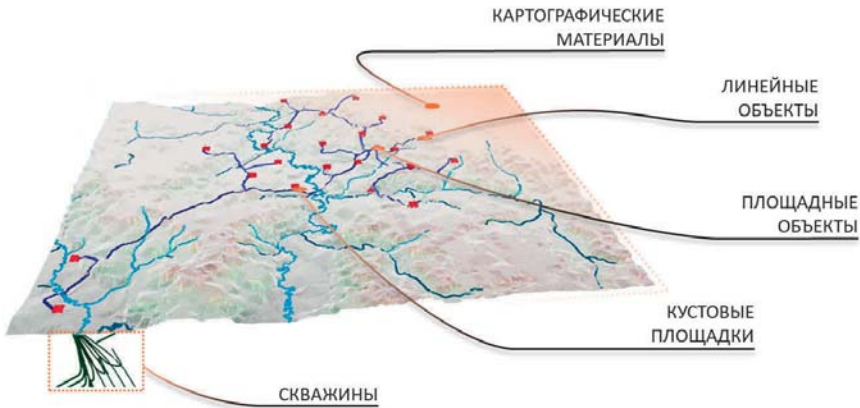


Рисунок 1 — Цифровая модель месторождения в 3-D

(рисунок 1): 1) система сбора и транспорта продукции; 2) система электро-снабжения; 3) система поддержания пластового давления.

Цифровое месторождение является интерактивным. В зависимости от выбранной даты на временной шкале отображаются объекты, вводимые в эксплуатацию.

Гидравлические расчёты, а также расчёт падения напряжения в системе электроснабжения выполняются на множество временных точек. Результаты отображаются в табличном и графическом видах на весь период расчёта. Применение фильтров по давлениям и скоростям позволяет отображать проблемные объекты по годам на ситуационных схемах, что сильно упрощает анализ результатов.

Цифровая модель благодаря алгоритмам многовариантной оптимизации позволяет за короткие сроки получать новые решения в части бурения, кустования и обустройства и является базой данных, которая связывает разные системы и тем самым обеспечивает целостность принимаемых решений и значительно упрощает работу инженера.

Актуализация технических решений

Первый шаг при актуализации технических решений — кустование с учётом новой сетки бурения. Цель кустования — определение варианта с наименьшими капитальными затратами на обустройство и бурение.

В процессе кустования решается комплексная задача одновременной оптимизации: 1) профилей скважин; 2) кустования; 3) системы сбора.

Алгоритм учитывает технологические ограничения на бурение, нормативные ограничения на строительство наземных объектов, а также затраты на бурение и обустройство.

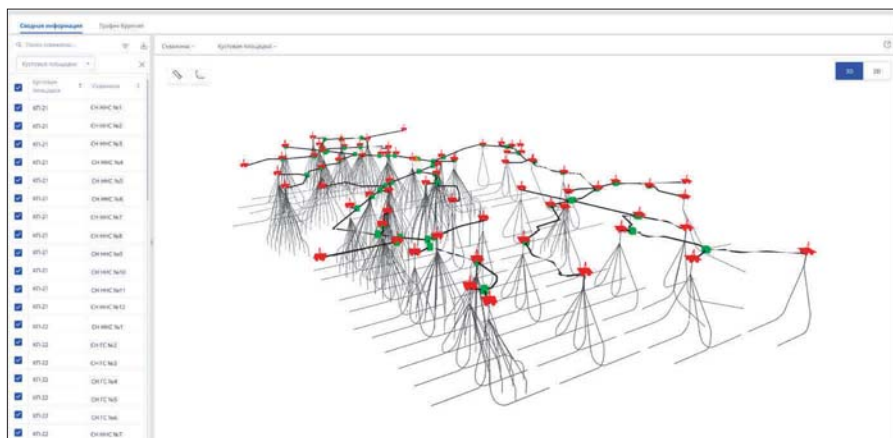


Рисунок 2 — Визуализация профилей скважин, а также коридоров коммуникации

По результатам кустования было скорректировано расположение шести перспективных кустовых площадок, а также определены координаты новых семи кустовых площадок.

Следующим шагом является выполнение гидравлического расчёта системы сбора и транспорта. Расчёты проводились на несколько лет с месячной дискретизацией, т. к. такой детальный расчёт позволяет спрогнозировать рост давления из-за возникновения эмульсии, предупредить избыточные мероприятия, необходимые на очень короткий срок, и проследить низкие скорости потока. Результат пересчёта спрогнозировал превышение линейного давления выше допустимого значения из-за изменения объёмов прокачиваемой жидкости. Расчёт системы электроснабжения показал, что текущих мощностей недостаточно, а также потери напряжения в сети ниже допустимых значений. Требовалась корректировка запланированных мероприятий.

Для оперативного снижения давления в системе сбора был просчитан вариант с установкой МФНС. В сравнении со строительством лупинга установка давала более эффективное снижение давления на крайних кустовых площадках.

Следующим шагом было определение оптимального места размещения МФНС. При пересчёте модели для нескольких точек её установки был выбран вариант, характеризующийся наибольшим снижением давления в системе сбора (рисунок 3).

Помимо установки МФНС были скорректированы точки подключения планируемых кустовых площадок, обоснованы участки строительства и диаметры лупингов, а также обосновано объединение независимых кластеров в кольцевую схему. Все мероприятия позволили снизить давление в системе сбора и транспорта ниже допустимых значений.

Для повышения напряжения на потребителях электроэнергии было рассмотрено несколько мероприятий.

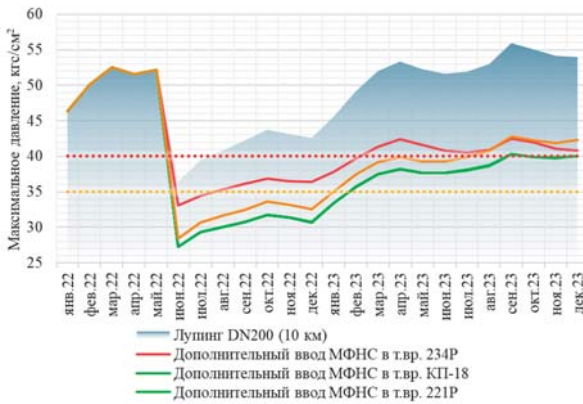


Рисунок 3 — Сравнение максимальных давлений в системе сбора при реализации различных мероприятий для его снижения

Одно из них — установка пунктов автоматического регулирования напряжения, которых по результатам расчёта требовалось нецелесообразно большое количество. Альтернативное мероприятие — распределение нагрузки между двумя фидерами. В данном случае потребовалось бы строительство воздушной линии протяжённостью 28 км. Но самым экономически выгодным вариантом оказался вариант переподключения части потребителей с одного кластера на другой. В данном случае требуется строительство воздушной линии протяжённостью 3 км (рисунок 4).

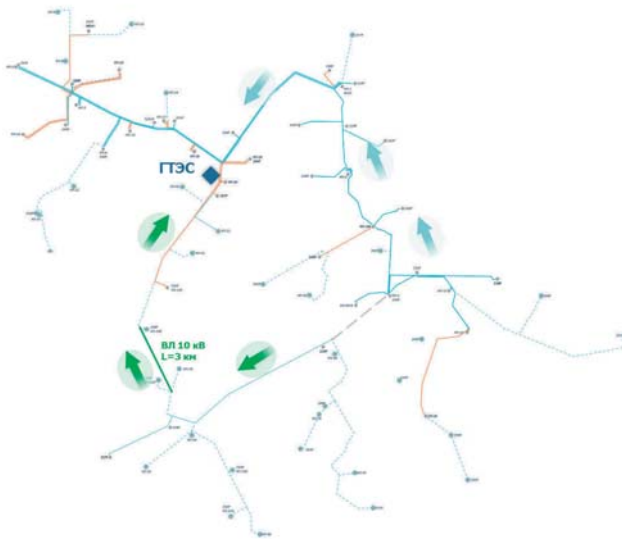


Рисунок 4 — Переподключение части потребителей электроэнергии

Также была проведена актуализация необходимых объёмов газа на выработку электроэнергии. С учётом прочих процессов, утилизирующих ПНГ, была получена динамика потенциальных объёмов газа на подготовку до товарных условий и сдачу в магистральный газопровод. Данные объёмы значительно превышали производительность установки комплексной подготовки газа. Оперативное выявление данного превышения позволило своевременно дополнить техническое задание на планируемую установку и тем самым в перспективе обеспечить полезную утилизацию не менее 95 % попутного газа.

Результат

Оперативный мониторинг актуальности и целостности принятых ранее технических решений позволяет своевременно реагировать на изменения и гибко принимать новые решения. В результате корректировки мероприятий по обустройству месторождения были сняты ограничения на добычу, что позволяет в перспективе дополнительно добыть более 1 миллиона тонн нефти.

ОБЗОР МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «РИТЭК» И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИНСТРУМЕНТОВ СИСТЕМЫ НЕПРЕРЫВНЫХ УЛУЧШЕНИЙ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ КОМПЛЕКСНЫХ ПРОГРАММ МЕРОПРИЯТИЙ

Слепцов Д. И.

Сведения об авторе

Слепцов Дмитрий Игоревич,
заместитель генерального директора
по геологии и разработке —
главный геолог ООО «РИТЭК».
E-mail: Dmitry.Sleptsov@lukoil.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СНУ, PDCA, МОЗГОВОЙ ШТУРМ, ЗАКОН ПАРЕТО.

В инженерной практике разработки месторождений ООО «РИТЭК» определяющим фактором являются горно-геологические условия залегания пород-коллекторов. Для различных условий в Обществе выработаны решения, позволяющие максимизировать добычу углеводородного сырья и увеличить чистый дисконтированный доход пользователя недр.

География деятельности Общества достаточно широка и охватывает Волгоградскую, Астраханскую, Оренбургскую области, Республику Калмыкия, Самарскую и Ульяновскую области, Республику Татарстан и Удмуртскую Республику, Ханты-Мансийский автономный округ — Югру.

По остаточным извлекаемым запасам в порядке убывания располагаются такие территориально-производственные предприятия ООО «РИТЭК», как «РИТЭК-ХМАО», «ТатРИТЭКнефть», «РИТЭК-Самара-Нафта», «Волгограднефтегаз».

Месторождения преимущественно относятся к мелким и очень мелким, многопластовым, имеющим сложное геологическое строение. Разработка ведётся как единичными скважинами, так и с использованием комбинированных сеток (преимущественно избирательная в сочетании с квадратной). В зависимости от региональных геологических особенностей на объектах реализуется система поддержания пластового давления и применяются различные методы интенсификации добычи нефти.

В Обществе проводятся опытно-промышленные работы по внедрению различных технологий, имеющих научно-практический интерес, в том числе:

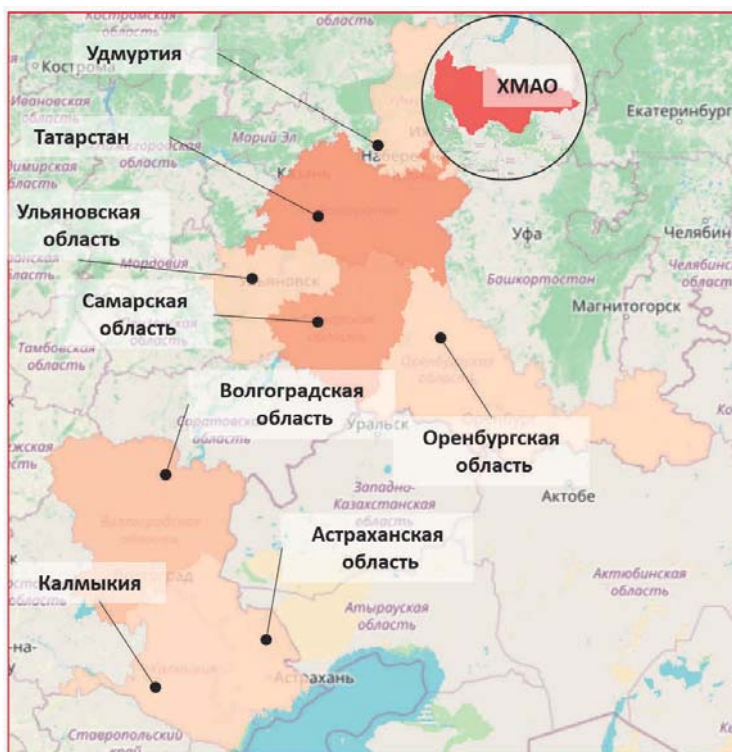


Рисунок 1 — Регионы деятельности ООО «РИТЭК»

— Термогазовое воздействие на объектах с трудноизвлекаемыми запасами, обеспечивающее добычу нефти за счёт пиролиза керогена, содержащегося в матрице породы-коллектора.

— Проведение пароциклических обработок скважин (нагнетание пара, паропропитка, добыча) на объектах разработки, содержащих высоковязкую нефть.

— Циклическая закачка углекислого газа (Huff & Puff) для добычи высоковязкой нефти (795 мПа·с в пластовых условиях), которую ООО «РИТЭК» первым среди других российских нефтяных компаний применил в России.

В рамках стоимостного инжиниринга активно применяется широко известная технология разбуривания залежей нефти скважинами малого диаметра.

Хорошо зарекомендовавшая себя технология проведения обработок призабойной зоны пласта кислотными составами по затрубному пространству без извлечения глубинно-насосного оборудования в текущих технико-экономических условиях позволяет получить эффект за счёт экономии на отсутствии необходимости привлечения бригад капитального ремонта скважин.



Рисунок 2 — Цикл непрерывного совершенствования

В 2022 г. в Обществе начала действовать Система непрерывного совершенствования и повышения эффективности (СНУ).

Основным инструментом повышения операционной эффективности в направлении разработки месторождений является Цикл непрерывного совершенствования, также известный как принцип Деминга — Шухарта [1].

Это четырёхэтапный подход, направленный на постоянное улучшение качества процессов и решение проблем, который включает в себя систематическое тестирование возможных решений, оценку результатов и внедрение мер, которые показали свою эффективность.

Для реализации процесса «Мониторинг разработки месторождений с фокусом на максимизацию рентабельной добычи» была сформирована рабочая междисциплинарная группа из состава работников ООО «РИТЭК», филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ».

В результате работы проведён бенчмаркинг месторождений и выбраны объекты для формирования комплексных программ мероприятий, в том числе на добывающем, нагнетательном и неработающем фонде скважин. Расчёты выполнялись с использованием актуальных геолого-гидродинамических моделей.

Выявленные проблемы, такие как «Планирование добычи нефти от достигнутого, без учёта потенциала», «Отсутствие комплексного подхода по мониторингу разработки месторождений» и «Лимитирование бюджета на проведение ГТМ», удалось решить в рамках построения карты потоков создания ценности [2]. Сформирована карта процесса «Как будет», в которой фокус максимально смещён на комплексное взаимодействие сотрудников территориально-производственных предприятий, аппарата управления нефтегазодобывающего общества, научно-исследовательского и проектного института, проектного офиса ПАО «ЛУКОЙЛ».

В ходе реализации процесса для двух месторождений ТПП «ТатРИТЭКнефть» проведены мозговые штурмы, в результате которых сформировались итоговые комплексные программы мероприятий, включающие в себя по Енорус-

скинскому месторождению дострелы и перестрелы продуктивных интервалов, кислотные обработки, радиальное вскрытие пласта, ремонтно-изоляционные и водоизоляционные работы, выравнивание профиля приёмности.

По Восточно-Анзирскому месторождению ввиду прорыва воды через промытые каналы запланировано выравнивание профиля приёмности с применением полимер-гелиевых систем. Предложена программа смены фильтрационных потоков за счёт нестационарного заводнения. Выявленное в ходе анализа ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта в добывающих скважинах определило комплекс мероприятий по проведению прострелочно-взрывных работ на депрессии, двухэтапной обработки призабойной зоны пласта смесью соляной и уксусной кислот с последующей обработкой глинокислотным составом.

Результаты расчётов на геолого-гидродинамической модели базовых вариантов разработки и вариантов с применением комплексной программы показали высокую технологическую эффективность.

По Восточно-Анзирскому месторождению прогнозируемый прирост добычи за трёхлетний период составит 15 %, по Енорускинскому месторождению — 9 %.

Таким образом, применение инструментов системы непрерывных улучшений позволило обеспечить последовательный комплексный подход к анализу разработки месторождений, выявлению и решению проблем инжиниринговых процессов и разработать решения с высокой технологической эффективностью относительно базовых вариантов.

Список используемых источников

1. Репин, В. В., Елиферов, В. Г. Процессный подход к управлению. Моделирование бизнес-процессов. — М. : РИА «Стандарты и качество», 2008. — 408 с.
2. Ротер, М., Шук, Д. Учитесь видеть бизнес-процессы. Построение карт потоков создания ценности. — М. : ООО «Альпина Паблицер», 2015. — 170 с.

СОПРЯЖЕНИЕ МЕТОДОВ ГЕОТЕРМОДИНАМИКИ, МЕХАНИКИ И ПЕТРОФИЗИКИ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ПРИРОДНЫХ ПРОЦЕССАХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СИСТЕМ

Степанов А. Н., Бычинский В. А., Савина Ю. А., Тупицин А. А.

Сведения об авторах

Степанов Андрей Николаевич,

кандидат технических наук,
председатель правления
ООО ВНТО НГ им. акад. И. М. Губкина.
E-mail: stepanovandres@yandex.ru

Бычинский Валерий Алексеевич,

ведущий научный сотрудник,
ФГБУН Институт геохимии
им. А. П. Виноградова СО РАН.

Савина Юлия Андреевна,

ведущий специалист
отдела анализа и обработки
геолого-промышленной информации филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть».
E-mail: Yulia.A.Savina@lukoil.com

Тупицин Алексей Альбертович,

доктор химических наук,
научный сотрудник
ФГБУН Институт геохимии
им. А.П. Виноградова СО РАН.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТИ И ГАЗА, КИНЕТИКА, ТЕРМОДИНАМИКА, МИНИМИЗАЦИЯ ПОТЕНЦИАЛОВ ГИБСА, ПРИРОДНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ.

Известные кинетические, транспортные, балансовые и другие модели генерации и миграции углеводородов (УВ) построены вне явной зависимости от литологии вмещающих отложений, объема их пустотного пространства, его геометрии, состава поровых вод. Это является серьезным ограничением рассматриваемых методов. К настоящему времени достигнут достаточно высокий уровень инструментальной базы исследования

природных резервуаров и их содержимого (вмещающие породы, подземные воды, нефти, газы — углеводородные газы (УВГ) и органического вещества (ОВ). Вместе с тем, методы интерпретации и согласования аналитических данных базируются на концептуальной, зачастую ещё упрощённой основе, перенесённой из нефтехимии и углехимии, что связано со сложностью систем природных резервуаров нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и с трудностями создания эффективных методов интерпретации процессов, происходящих в недрах.

В связи с разработкой компьютерных технологий в настоящее время как никогда ранее при системном и мультидисциплинарном подходах к исследованию химико-технологических (ХТС) систем требуются универсальные теории и широкий комплекс экспериментальных данных. Решение проблемы физико-химического моделирования равновесий в гетерогенных мультисистемах было получено путём последовательного развития единого подхода — применения структур аппарата математического программирования к гиббсовской теории гетерогенного равновесия, дополненного положениями Коржинского Д. С. об открытых системах [3]. Расчётная схема, используемая в работе, тесно связана с проблемой равновесия и устойчивости УВ скоплений в осадочном чехле НГБ в условиях сверхглубин. Условно в пределах осадочного чехла НГБ можно выделить обширную зону метастабильных состояний, а в нижней его части на глубинах около 10–50 км — переходную область к равновесной в зоне метаморфизма и верхней мантии.

При моделировании здесь используется математический аппарат выпуклого программирования. На этой основе были выведены аналитические выражения алгоритма внутренних точек, используемого в ПК «Селектор». В отличие от минеральных систем природные УВ системы — большей частью неравновесные образования. Для получения такого промежуточного неравновесного решения нами был расширен список независимых компонентов, удерживающих в метастабильном состоянии органические зависимые компоненты, что позволяет учитывать автономность УВ системы с другими сложными системами (ООВ, газы) и с минеральными системами. Количества зависимых компонентов получатся при решении задачи минимизации термодинамического потенциала мультисистемы.

Мультисистема есть список потенциально возможных в равновесии зависимых компонентов и фаз. В него включены преобладающие зависимые компоненты в газовой фазе, нефти, водном растворе, твёрдой фазе и в твёрдых растворах в рамках системы Al–Ca–Fe–K–Mg–Na–Si–C–O–H–N–S, представляющих собой сапропелевое ОВ (С орг. — 1 %) в терригенных отложениях, насыщенных морской водой (осреднённых по составу). В газовой фазе содержится 135 компонентов, а в фазе жидких УВ насчитывается 116 компонентов. Обе фазы состоят из трёх групп компонентов, преобладающих в природных УВ системах: алканов, циклоалканов, аренов и соединений с гетероэлементами. В водной среде содержатся растворенные газы, минеральные вещества и органические соединения — 143 компонента.

Твёрдые фазы представлены типичными минералами терригенных отложений — 28 фаз и 8 твёрдых растворов — кварц, кальцит, гиббсит, гематит, гунтит, сидерит, пирит, пирротин, каолинит, упорядоченный мусковит и др. Всего вся система включает 430 зависимых компонентов в 39 фазах переменного состава.

Исходя из наших и обобщений других авторов, выбрано 11 точек для термодинамических расчётов.

Расчёт газообразования показывает, что в рассматриваемой системе уже при 240–300 °С УВГ полностью сменяются неуглеводородной фазой; как в газовой, так и в водной фазах концентрация углекислого газа достигает соответственно ≈ 100 % и 391 г/л, рН близко к нейтральной — 6,22. Для таких условий отмечается отсутствие в водной фазе ионов и катионов HCO_3^- и NH_4^+ , в твёрдой фазе стабильны кварц, кальцит, гиббсит, графит, мусковит, парагонит и клинохлор. При температурах выше 200 °С отмечается постепенное исчезновение в данной ассоциации пирита и сидерита. Максимальные концентрации УВГ отмечаются в интервале 25–120 °С (в газовой фазе), в водной фазе максимальная концентрация УВГ отмечается при 190–220 °С — 4,73–6,68 г/л, что в десятки раз ниже концентрации углекислого газа, который доминирует как в водной, так и в газовой фазе. В сравнении с газовой фазой водная фаза содержит соизмеримые концентрации метана и углекислого газа при температурах выше 140 °С. Последнее, вероятно, является результатом перераспределения газовой фазы в рассматриваемой гетерогенной системе.

Анализ известных методов расчёта показывает, что по сравнению с наиболее распространённой балансовой оценкой, по нашим данным, получено завышение объёмов генерации на 7–10 %. Такое отклонение в концентрациях генерированных газов и существенная разница в пространственной динамике их генерации могут быть связаны с несовершенством самой балансовой модели, не учитывающей пластовых условий, объёма пород и взаимодействия всех фаз.

Термодинамическая «селекция» фаз в рассматриваемой полной системе показала, что максимум генерации УВГ для сапропелевого типа ОВ отмечается на этапах катагенеза ПКЗ-МК1, что согласуется с данными Баженовой Т. К. и Гембицкой Л. А. (2000) по исследованию динамики генерации УВГ для шести типов ОВ с преобладанием сапропелевой составляющей для НГБ Восточно-Европейской и Сибирской платформ, с данными термодинамических расчётов Баркера К. и Такача Н. (1992).

Первый опыт внедрения бассейнового и геолого-гидродинамического моделирования показал их значительную сложность и практическую неприменимость многих модельных построений ввиду значительной низкой адекватности обчислимых модельных процессов [1, 2] для природных систем.

Напротив, выполненные исследования [3, 5–7] показали возможность достаточно строгого согласования кинетических и динамических аспектов в рамках равновесной термодинамики для ХТС.

Использование метода минимизации шести потенциалов в технологиях бассейнового и других видов моделирования позволяет получать строгое согласование полной системы петрофизических, литологических, гидрогеологических и геохимических данных, что существенно повышает эффективность применяемых моделей.

Список используемых источников

1. Галушкин, Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю. И. Галушкин. — М. : Научный мир, 2007. — 456 с.
2. Cosentino L. (2001) Integrated Reservoir Studies. Paris: Technip, 310 p.
3. Карпов, И. К. Физико-химическое моделирование на ЭВМ в геохимии / И. К. Карпов. — Новосибирск : Наука, 1981. — 246 с.
4. Моделирование физико-химических превращений в мегасистеме вода — углеводороды — порода минимизацией шести термодинамических потенциалов / И. К. Карпов [и др.] // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов. СПб. : ВНИГРИ, 1998. — С. 48–61.
5. Гладышев, Г. П. Термодинамика и макрокинетика природных иерархических процессов / Г. П. Гладышев. — М. : Наука, 1988. — 288 с.
6. Горбань, А. Н. Обход равновесия: уравнения химической кинетики и их термодинамический анализ / А. Н. Горбань. — Новосибирск : Наука, 1984. — 226 с.
7. Горбань, А. Н. Термодинамические равновесия и экстремумы / А. Н. Горбань, Б. М. Каганович, С. П. Филиппов. — Новосибирск : Наука, 2001. — 296 с.

РАЗРАБОТКА ОДИНОЧНЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОСТРОЕК ЖУРАВСКОГО ЛУ МНОГОСТВОЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

Шаяхметов Т. Р., Липлянин А. В., Сыртланов В. Р.,
Гатаулин Г. Р., Ишимов И. А.

Сведения об авторах

Шаяхметов Тагир Рифгатович,

начальник управления
геологоразведочных работ
ООО «РИТЭК».

E-mail: Tagir.Shayahmetov@lukoil.com

Липлянин Андрей Валерьевич,

начальник отдела
технико-технологических решений
департамента консультирования по технологиям
разработки нефтяных и газовых месторождений
АО «Бейкер Хьюз».

E-mail: Andrey.Liptyanin@techofs.com

Сыртланов Виль Ромэнович,

кандидат физико-математических наук,
эксперт по гидродинамическому моделированию
АО «Бейкер Хьюз».

Гатаулин Герман Романович,

кандидат геолого-минералогических наук,
геолог АО «Бейкер Хьюз».

Ишимов Иван Андреевич,

начальник отдела
петрофизических исследований
АО «Бейкер Хьюз».

E-mail: Ivan.Ishimov@techofs.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МНОГОСТВОЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ (МСС), РАЗРАБОТКА ПИННАКЛОВ, ВЫБОР ГРУПП ПИННАКЛОВ.

Проведено обоснование выбора групп Пиннаклов на базе комплексного сейсмогеологического анализа. Построены 1D геомеханические модели для плановых МСС. Подобраны технологические решения по возможно-

сти вскрытия нескольких продуктивных горизонтов. Проведена технико-экономическая оценка проекта.

Выбор перспективных групп Пиннаклов для проектирования и строительства многоствольных скважин

Основной объект Журавского ЛУ — карбонатные постройки пласта D2ard, в которых сосредоточено 69 % ресурсов нефти; всего на участке работ по данным сейсмических работ закартировано 92 перспективных объекта. План разбуривания участка работ, предложенный АО «Бейкер Хьюз», предполагает разбуривание 89 органогенных построек 10 трёхствольными скважинами, 22 двухствольными скважинами и 15 одноствольными скважинами (рисунок 1.1).

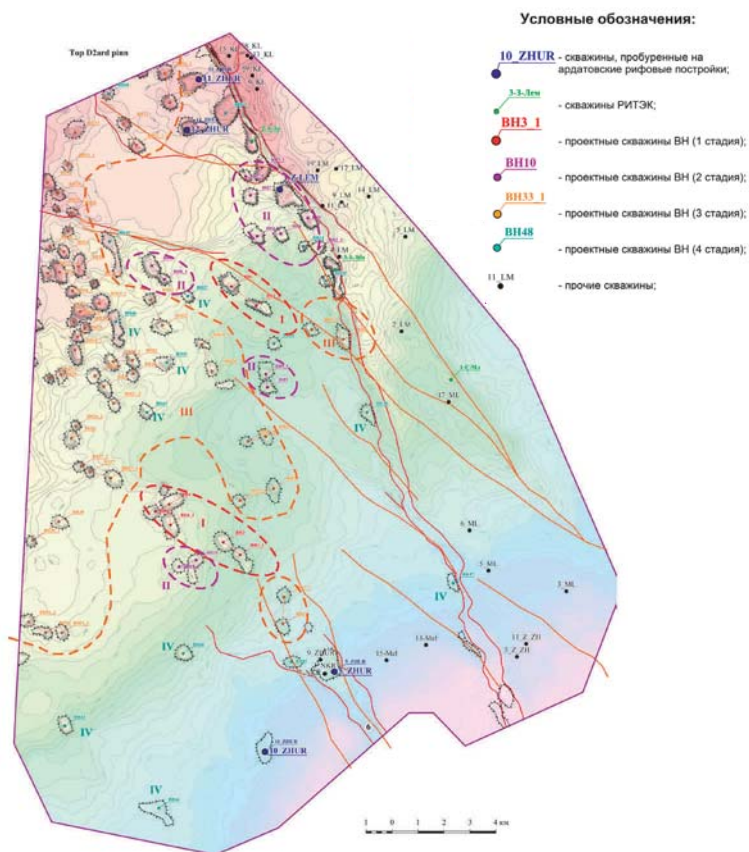


Рисунок 1.1 — Очередность разбуривания карбонатных построек ардатовского горизонта на Журавском ЛУ

Критерии очерёдности бурения скважин предполагают четыре стадии:

I стадия. 7 наиболее крупных построек в мелководно-шельфовой зоне, сформировавшихся на приподнятых участках палеодна, в непосредственной близости от разрывных нарушений, планируются к разбурированию двумя двухствольными (ВН1, ВН3) и одной трёхствольной (ВН4) МЗС.

II стадия. 13 построек в мелководно-шельфовой зоне и на бровке шельфа, в непосредственной близости от разрывных нарушений планируются к разбурированию пятью двухствольными (ВН5, ВН6, ВН8, ВН9, ВН10) и одной трёхствольной (ВН7) МЗС.

III стадия. 54 карбонатные постройки в западной части участка, сформировавшиеся в условиях внутренней лагуны на пониженных участках дна, и, вероятно, характеризующиеся сравнительно низкими ФЕС, планируются к разбурированию 15 двухствольными МЗС (ВН2, ВН11, ВН12, ВН13, ВН14, ВН16, ВН17, ВН23, ВН24, ВН25, ВН26, ВН28, ВН29, ВН30, ВН32) и 8 трёхствольными МЗС (ВН15, ВН18, ВН19, ВН20, ВН21, ВН22, ВН27, ВН31).

IV стадия. Одиночные поднятия, вскрытие которых посредством МЗС невозможно, планируются к разбурированию 15 одноствольными вертикальными скважинами (ВН33-47).

Результаты геомеханического моделирования

Построены 1Д модели для плановых скважин первой очереди бурения. Основная рекомендация для безаварийного бурения в Северной части ЛУ — увеличение удельного веса бурового раствора до 1.30 г/см³ при бурении секции под эксплуатационную колонну. Для южной части Журавского ЛУ: увеличение удельного веса бурового раствора до 1.35 г/см³ с последующим увеличением до 1.40 г/см³ при появлении признаков нестабильности ствола (посадки, затяжки, выход обвального шлама).

Расчёт профилей добычи

Варианты сценарных условий:

— многоствольная скважина на режиме истощения, модель порового коллектора (ВНх_Dep);

— система из двух или трёх наклонно-направленных скважин на режиме истощения, модель порового коллектора (ВНх_2/3W_Dep);

— многоствольная скважина на режиме истощения, модель двойной пористости (ВНх_Dep [DP]);

— две/три наклонно-направленные скважины на режиме истощения, модель двойной пористости (ВНх_2/3W_Dep [DP]);

— многоствольная скважина с нагнетанием воды после режима истощения, модель двойной пористости (ВНх_Inj [DP]).

По результатам расчётов больше половины закачиваемой воды остаётся в пласте, вытеснив нефть из матрицы (*рисунок 1.2*).

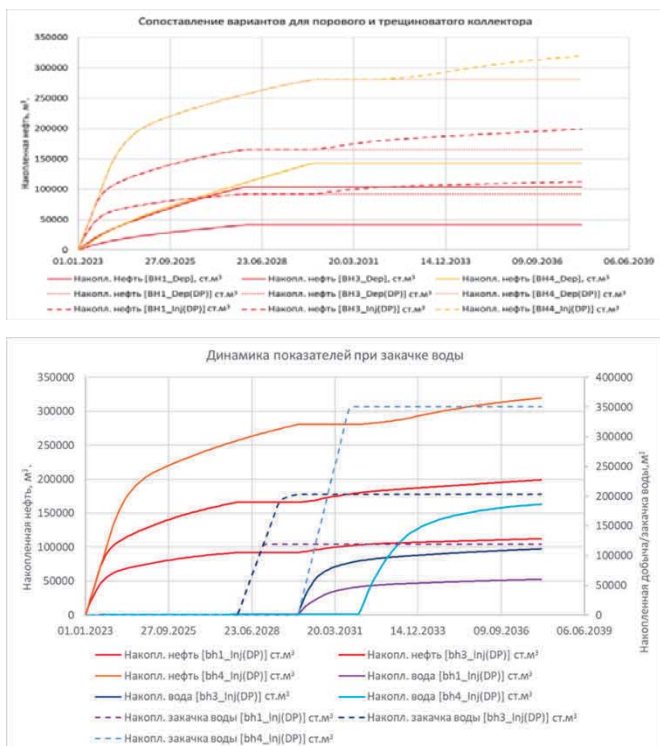


Рисунок 1.2 — Динамика накопленной добычи нефти и закачки воды по вариантам с различным типом коллектора на первоочередных участках

В соответствии с результатами гидродинамических расчётов оценка КИН (за период 15 лет) по разным вариантам разработки для различных типов коллектора представлена в *таблице 1*.

Таблица 1 — Оценка КИН по многоствольным скважинам ВН-1, ВН-3, ВН-4

КИН	ВН1	ВН3	ВН4
Поровый коллектор	0.08	0.10	0.10
Трещинный — истощение	0.19	0.16	0.19
Трещинный — закачка	0.23	0.19	0.22

Подбор конструкции многоствольных скважин и технологий заканчивания

Ниже представлена конструкция с заканчиванием в основном стволе для базового варианта и рекомендуемая для многоствольного заканчивания.

Геологические риски для базового варианта:

- При цементировании э/к — значительное ухудшение коллекторских свойств карбонатов в призабойной зоне.
- Кратное снижение притока.

Технологические риски для базового варианта:

- Требуется дополнительных операций СКО.
- Отключение объектов путём выполнения операций КРС по изоляции (длительный ремонт, низкая эффективность РИР).

Геологические риски для рекомендуемого варианта (открытый ствол, комбинированная колонна 168*140 мм):

- Минимальное влияние на коллекторы в призабойной зоне.
- Подключение к работе порово-трещинных коллекторов удалённой зоны пласта.
- Сохранение приточных характеристик.

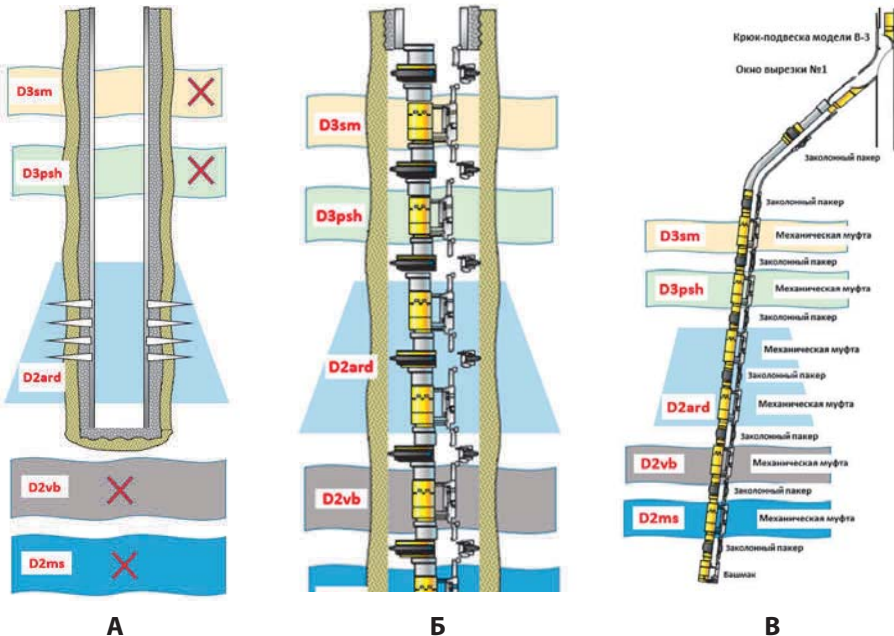


Рисунок 1.3 — Вариант нижнего заканчивания для основного ствола (А — базовый, Б — рекомендуемый) и В — бокового ствола

Технологические риски для рекомендуемого варианта:

— Не требует операций по изоляции при опробовании объектов. Объекты подключаются/отключаются путём манипуляций с механическими муфтами.

— Одновременная доразведка и вовлечение в разработку выше- и нижележащих горизонтов.

Боковой ствол обсажен нецементируемым хвостовиком с разобщением верхних пластов заколонными пакерами с установкой механических муфт напротив всех транзитных пластов и целевого пласта D₂ard с разобщением пласта D₂ard на две зоны — для возможности осуществления цикла закачки воды в подошву пласта. Режим работы — циклический: добыча/закачка (для пиннаклов, в случае подтверждения эффективности на ГДМ/ОПР).

Экономическая оценка эффективности строительства многоствольных скважин:

— Сценарные экономические условия для расчёта были переданы ООО «РИТЭК» (ОРЕХ, налоги, макропоказатели).

— Капитальные затраты были рассчитаны совместно с ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и АО «Бейкер Хьюз».

— Часть капитальных затрат была рассчитана БХ согласно графикам строительства скважин «глубина — день» (ГГД), планам освоения, планам исследования: оборудование и сервис ННБ; оборудование и сервис заканчивания; химия и сервис по буровым растворам; ставка дисконтирования 15 %; стандартные налоги, НДС; расчёт на 15 лет, начиная с 1 января 2023 г.

Оценка экономической эффективности — на примере трёхствольной скважины ВН-4. Варианты расчётов описаны выше. Результаты расчётов сведены в *таблицы 1–2*.

Таблица 2 — Ключевые показатели эффективности через 7 и 15 лет

Вариант расчёта	ВН4_Dep	ВН4_3W_Dep	ВН4_Dep(DP)	ВН4_3W_Dep(DP)	ВН4_Inj(DP)
Добыча нефти, тыс. т	122.25	144.48	239.77	248.03	272.89
NPV, тыс. руб.	1'122'680	1'146'478	2'918'305	2'767'587	3'006'947

Таблица 3 — Ключевые показатели эффективности (Базовые ЕСУ) через 7 и 15 лет

Вариант расчёта	ВН4_Dep	ВН4_3W_Dep	ВН4_Dep(DP)	ВН4_3W_Dep(DP)	ВН4_Inj(DP)
Добыча нефти, тыс. т	122.25	144.48	239.77	248.03	272.89
NPV, тыс. руб.	895'262	868'017	2'309'801	2'139'079	2'420'140

Краткие выводы:

— Затраты на строительство МСС ниже, чем на строительство одиночных наклонно-направленных скважин: на 30 % для двуствольных скважин и на 40 % для трёхствольных.

— Строительство МСС для всех рассмотренных вариантов эффективнее строительства наклонно-направленных скважин.

— Бурение МСС снижает риски строительства «сухой» скважины по сравнению с одноствольной конструкцией (отсутствие нефтенасыщенности в пиннакле).

Также стоит отметить, что стоимость многоствольных скважин в 2022 г., по оценке БХ, увеличилась ориентировочно на 30 %.

ПОДХОДЫ НА ОСНОВЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СЛОЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Щербаков М. В.

Сведения об авторе

Щербаков Максим Владимирович,

доктор технических наук,
профессор, заведующий кафедрой
систем автоматизированного проектирования
и поискового конструирования
ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный
технический университет».
E-mail: maxim.shcherbakov@vstu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ, МЕТОДЫ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ, ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА.

Эффективное использование оборудования является ключевой задачей, влияющей на затраты предприятия при выпуске различной продукции. Базовую идею составляют формирование и реализация технических воздействий на оборудование (диагностика, техническое обслуживание, ремонт), при которых продолжительность его работоспособного состояния соответствовала бы установленным пределам, при этом суммарная стоимость воздействий стремилась бы к минимуму.

Выделяют следующие стратегии формирования и реализации технических воздействий [1]:

— **Корректирующее техническое обслуживание (Corrective Maintenance)** — техническое обслуживание, выполняемое после обнаружения неисправности с целью возвращения объекта в работоспособное состояние.

— **Периодическое техническое обслуживание (Periodic Maintenance)** — плановое техническое обслуживание, выполняемое через установленные в документации значения наработки или интервалы времени.

— **Профилактическое техническое обслуживание (Preventive Maintenance)** — плановое техническое обслуживание, выполняемое через определённые интервалы времени и направленное на поддержание работоспособного состояния объекта, на раннее выявление неисправностей и снижение вероятности отказов.

— **Техническое обслуживание, ориентированное на обеспечение безотказности (Reliability-centered Maintenance)**, — техническое обслуживание,

основанное на методологии определения оптимального набора операций ТО и частоты их применения с учётом вероятностей и последствий отказов на любом уровне разукрупнения.

Самым распространённым подходом является реализация периодического технического обслуживания. У него есть очевидные недостатки, связанные с тем, что при нём не оценивается фактическое техническое состояние оборудования, а решения принимаются на основании фактора времени или наработки. Для перехода к техническому обслуживанию, ориентированному на обеспечение безотказности (рисунок 1), требуется выполнить оценку технического состояния системы.

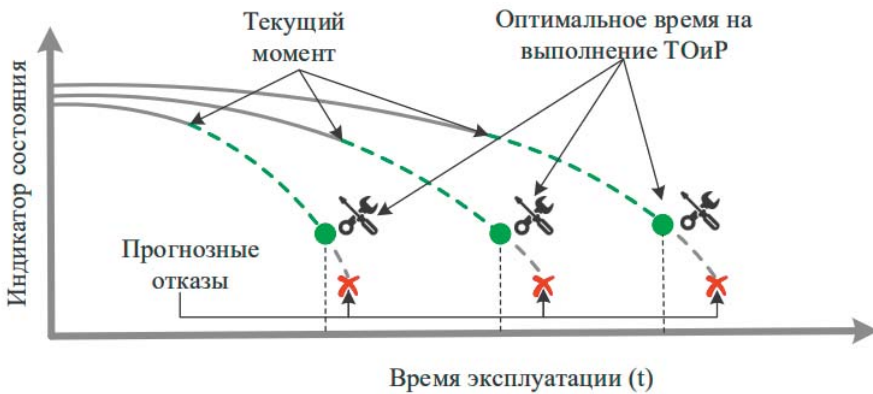


Рисунок 1 — Иллюстрация к техническому обслуживанию, ориентированному на обеспечение безотказности

Техническое состояние оборудования

Любое оборудования можно описать в виде совокупности характеристик (параметров) $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ и параметров, влияющих на работу системы, $Z = \{z_1, z_2, \dots, z_m\}$. Техническое состояние в этом случае определяется как характеристика, функционально зависящая от параметров системы. Под техническим состоянием согласно [2] понимается состояние объекта в определённый момент времени и при определённых условиях внешней среды $\{Z\}$, характеризующееся фактическими значениями параметров $\{X\}$, установленными в документации.

Выделяют следующие состояния [2]: 1) QPS — исправное состояние, или исправность, (англ. Perfect (Flawless) State) — состояние объекта, в котором все параметры объекта соответствуют всем требованиям, установленным в документации на этот объект; 2) QIS — неисправное состояние, или неисправность, (англ. Imperfect State, Flaw) — состояние объекта, в котором хотя бы один параметр объекта не соответствует хотя бы одному из требований, установленных в документации на этот объект; 3) QUS — работоспособ-

ное состояние (англ. Up State) — состояние объекта, в котором значения всех параметров, характеризующих его способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и технической документации; 4) QOS — рабочее состояние (англ. Operating State) — состояние объекта, в котором он выполняет хотя бы одну требуемую функцию; 5) QNOS — нерабочее состояние (англ. Non-operating State) — состояние объекта, в котором он не выполняет ни одной из требуемых функций; 6) QDS — неработоспособное состояние (англ. Down State) — состояние объекта, в котором значение хотя бы одного из параметров, характеризующих способность объекта выполнять заданные функции, не соответствует требованиям документации на этот объект; 7) QEOL — предельное состояние (англ. Limiting State или End of Life) — состояние объекта, в котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

В таблице 1 представлена связь между состоянием системы и фактом удовлетворения параметров системы основным и неосновным требованиям.

Таблица 1 — Связь между состоянием системы и фактом удовлетворения параметров системы основным и неосновным требованиям

№ п.	Параметры удовлетворяют всем требованиям?	Параметры удовлетворяют основным требованиям?	Состояние
1	Да	Да	Исправное. Работоспособное
2	Нет	Да	Неисправное. Работоспособное
3	Нет	Нет	Неисправное. Неработоспособное
4	Да	Нет	Невозможное состояние

Подходы к оценке и прогнозированию технического состояния

Одной из задач является оценка технического состояния и его прогноз. В данной работе выделим одну задачу оценки (и прогнозирования) предельного состояния QEOL. В литературе данная задача также известна как задача прогнозирования остаточного ресурса оборудования [3]. Рассмотрим подход на основе машинного обучения оценки предельного состояния — сведение к задаче регрессии, где независимые переменные — значения параметров системы, зависимая переменная время (в часах или циклах).

Особенностью данного подхода является наличие несбалансированной выборки данных с отказами оборудования. В качестве типовых подходов, зарекомендовавших себя, используются подходы на основе глубоких нейронных сетей. На рисунке 2 представлена схема нейросетевой реализации задачи прогнозирования остаточного ресурса.

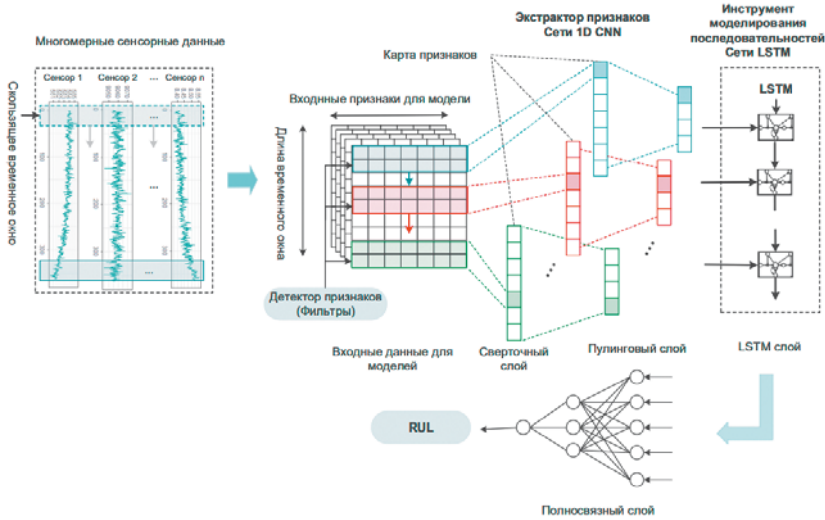


Рисунок 2 — Предложенная гибридная нейросетевая модель CNN-LSTM для прогнозирования остаточного ресурса оборудования в диссертации [4]

К особенностям такого подхода следует отнести перечисленные ниже:

1. Преобразование входной информации (временных рядов значений параметров оборудования) в тензор для последующей обработки свёрточными слоями, что позволяет использовать многомерные временные ряды с различными параметрами скользящего окна.

2. Исключение необходимости инженерии входных переменных (Feature Engineering), т. к. данная задача решается свёрточными слоями (рисунок 3).

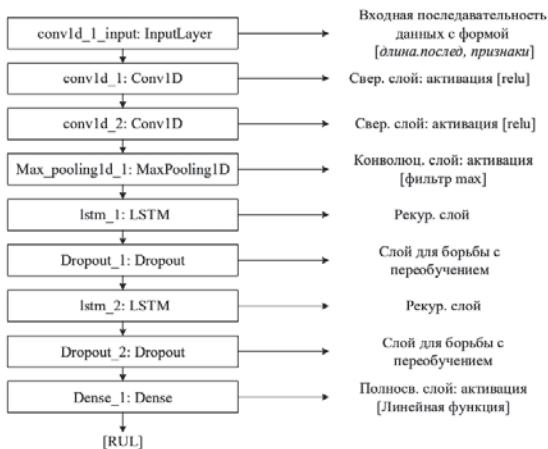


Рисунок 3 — Модель предложенной гибридной нейронной сети CNN-LSTM для оценки RUL оборудования [4]

Проведённые эксперименты на (NASA) наборе данных о деградации однотипных авиационных газотурбинных двигателей из NASA Ames Prognostic Center [5] показали результаты, превосходящие по качеству ранее обнародованные результаты (RMSE = 12.76) [6].

Заключение

Для оценки и прогнозирования технического состояния оборудования при наличии выборки данных можно использовать подходы, основанные на сведениях к задаче регрессии. Архитектуры глубоких нейронных сетей показали хорошую результативность и могут быть использованы для практических решений.

Список используемых источников

1. ГОСТ 18322-2016 Межгосударственный стандарт система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. Maintenance and Repair System of Engineering. Terms and Definitions.
2. ГОСТ Р 27.102-2021 26 26 ГОСТ Р 27.102-2021 Надёжность в технике. Надёжность объекта. Термины и определения. Официальное издание. М. : ФГБУ «РСТ», 2021.
3. Сай, Ван Квонг. Архитектура системы предсказательного технического обслуживания сложных многообъектных систем в концепции Индустрии 4.0 / Ван Квонг Сай, М. В. Щербаков // Программные продукты и системы. — 2020. — Т. 33. — № 2. — С. 186–194.
4. Сай, Ван Квонг. Модели и методы проактивной поддержки принятия решений при управлении техническим состоянием оборудования / диссертация на соискание учёной степени кандидата техн. наук, Волгоград, 2021 (на правах рукописи, руководитель Щербаков М. В.).
5. The Prognostics Center of Excellence (PCoE) at Ames Research Center: PCoE Datasets. Режим доступа: <https://ti.arc.nasa.gov/tech/dash/groups/pcoe/prognostic-data-repository/> (дата обращения 28.09.2022).
6. Maxim Shcherbakov and Cuong Sai (2022) A Hybrid Deep Learning Framework for Intelligent Predictive Maintenance of Cyber-physical Systems. ACM Trans. Cyber-Phys. Syst. 6, 2. Article 17 (April 2022), 22 pз. <https://doi.org/10.1145/3486252>

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗА СЧЁТ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Шурак А. А., Васильев П. С., Рева Л. С.

Сведения об авторах

Шурак Антон Анатольевич,
старший преподаватель кафедры
«Процессы и аппараты химических
и пищевых производств»
Волгоградского государственного
технического университета.
E-mail: a-shurak@mail.ru

Васильев Пётр Сергеевич,
кандидат технических наук,
доцент, доцент кафедры «Процессы и аппараты
химических и пищевых производств»
Волгоградского государственного
технического университета.
E-mail: nestorvv@mail.ru

Рева Леонид Саввич,
кандидат технических наук,
доцент, доцент кафедры «Процессы и аппараты
химических и пищевых производств»
Волгоградского государственного
технического университета.
E-mail: pahp@vstu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: НЕФТЕПРОМЫСЕЛ, ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, КОТЁЛ-УТИЛИЗАТОР, КАПЕЛЬНОЕ КИПЕНИЕ, ПСЕВДООЖИЖЕНИЕ.

Проблема утилизации тепла при сжигании попутного нефтяного газа (ПНГ) во время разработки месторождений и отходящих газов при переработке нефтепродуктов в технологических процессах является актуальной как с точки зрения энергоэффективности, так и экологичности.

Попутный газ представляет собой смесь различных газообразных углеводородов, растворенных в нефти. Часть извлекаемого ПНГ обычно исполь-

зуется для нужд энергетического обеспечения нефтепромысла, остальная часть сжигается на факелах высокого давления, факелах низкого давления и горизонтальных факельных установках. Предельно допустимое значение показателя сжигания ПНГ на факельных установках установлено в размере не более 5 % от объема добытого ПНГ, однако фактически на сжигание подается на порядок большее количество ПНГ [1, 2]. При сжигании ПНГ на факельных установках выделяются вредные для окружающей среды газы и вещества, в том числе и тяжёлые металлы, которые осаждаются на поверхность прилегающей территории, оказывая негативное воздействие на экосистемы и здоровье персонала [3].

Всё большую значимость приобретает проблема повышения нефтеотдачи пластов интенсификацией выработки остаточных запасов на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, а также в начальной стадии в условиях Крайнего Севера, за счёт использования водяного пара, который закачивают в нефтяные пласты. Использование паровоздушного метода увеличения нефтеотдачи пластов позволяет существенно повысить прирост извлекаемых запасов и добычи нефти [4, 5].

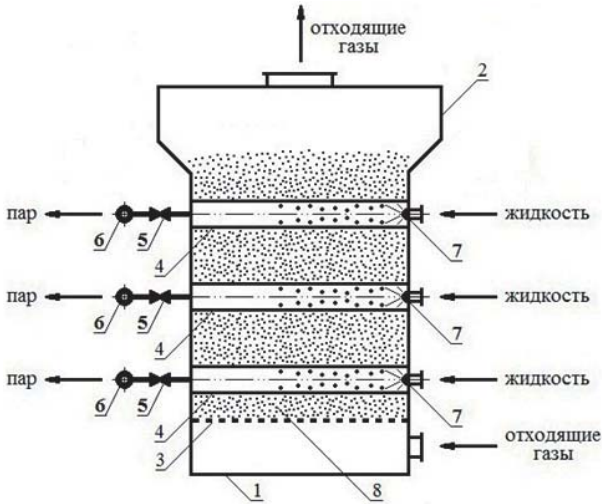
На кафедре «Процессы и аппараты химических и пищевых производств» Волгоградского государственного технического университета разработана технология, которая позволяет комплексно решить эти задачи.

Был предложен способ повышения интенсивности теплоотдачи процесса испарения при капельном кипении жидкости, а также ряд конструкций аппаратов, работающих по технологии капельного кипения.

Способ капельного кипения заключается в подаче испаряемой жидкости на поверхность нагрева в виде капель [6]. При этом процесс испарения идёт с поверхности капель в отличие от кипения в объёме или испарения с поверхности плёнки жидкости в плёночных аппаратах.

Данный способ испарения жидкости даёт возможность увеличить коэффициент теплоотдачи в 1,25–1,5 раза по сравнению с известным способом кипения в большом объёме и, что самое существенное, позволяет проводить процесс кипения при температурах перегрева (движущей силе процесса) поверхности нагрева на порядок большей, чем при общеизвестных способах. Так, для кипения воды в объёме при атмосферном давлении температура поверхности нагрева составляет 120–125 °С, т. е. температура перегрева примерно равна 20 °С [7], что обусловлено первым кризисом кипения [8]. При капельном кипении при тех же условиях температура поверхности нагрева может достигать значений до 250 °С и ограничена так называемой температурой Лейденфроста, при которой капли жидкости физически теряют возможность контакта с поверхностью нагрева и переходят в сфероидальное состояние с резким падением коэффициента теплоотдачи. Так как в итоге интенсивность теплоотдачи определяется произведением коэффициента теплоотдачи и движущей силы, при использовании капельного кипения она увеличивается в несколько раз, а величина удельного тёплого потока может достигать значений в пределах 10 МВт/м².

Для реализации способа капельного кипения были разработаны различные конструкции испарителей [9–12]. Наиболее подходящей для утилизации тепла ПНГ является конструкция испарителя, представленного на рисунке 1 [12].



- 1 — вертикальный корпус; 2 — расширение; 3 — газораспределительное устройство;
 4 — теплообменная труба; 5 — дроссельное устройство; 6 — паровой коллектор;
 7 — распыляющая форсунка; 8 — слой мелкозернистого материала

Рисунок 1 — Теплообменный аппарат для утилизации тепла отходящих газов [12]

Испаритель (котёл-утилизатор) представляет собой пучок горизонтальных труб, в которые форсунками периодически подаётся испаряемая жидкость в виде капель. Трубный пучок помещён в корпус, в который перпендикулярно расположению труб восходящим потоком подаются продукты сгорания попутного или отходящего газа. Так как коэффициенты теплоотдачи от газа к поверхности нагрева весьма незначительны, в межтрубное пространство предлагаемого аппарата загружается мелкозернистый огнеупорный материал (керамические шарики, шамот). Восходящий поток газа подаётся со скоростями выше скорости псевдооживления частиц используемого мелкозернистого материала. Использование псевдооживленного мелкозернистого материала позволяет увеличить коэффициенты теплоотдачи до двух порядков и, соответственно, повысить интенсивность процесса теплопередачи. При этом псевдооживленный слой предотвращает загрязнение поверхности теплообменных труб продуктами сгорания [13].

Разработана методика расчёта предлагаемого испарителя (котла-утилизатора), позволяющая определять оптимальные габариты его конструкции с точки зрения компактности и технологичности изготовления [14]. Результаты расчётов показывают, что по сравнению с известными конструк-

циями котлов-утилизаторов предлагаемый испаритель для той же тепловой производительности позволяет существенно уменьшить площадь теплообменных поверхностей, его габариты, металлоёмкость, затраты на изготовление и эксплуатацию.

Таким образом, реализация предлагаемого способа и конструкции котла-утилизатора, работающего по технологии капельного кипения, позволяет решить комплекс задач по повышению энергоэффективности процесса разработки нефтяных месторождений, связанных с утилизацией тепла ПНГ, получения пара и, соответственно, улучшению экологичности процесса в целом.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ МК-1603.2022.4 «Разработка энергоресурсоэффективного оборудования для реализации тепломассообменных процессов с использованием множественного капельного кипения и высокопористых материалов на основе экспериментально-теоретических исследований».

Список используемых источников

1. Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа: 116 ISSN 1813-7911. Интеллектуальные системы в производстве, 2017. Том 15, № 4, постановление Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148: утв. Постановлением Правительства РФ от 8 ноября 2012 г. № 1148: в ред. постановления Правительства Российской Федерации от 17 декабря 2016 г. № 1381.

2. Неживых, Д. А. Влияние сжигания попутного нефтяного газа на состояние окружающей среды / Д. А. Неживых // Наукосфера. — 2022. — № 6–1. — С. 1–10.

3. Губайдуллин, М. Г., Коробов, В. Б. Экологический мониторинг нефтегазодобывающих объектов Европейского Севера России: учебное пособие. Архангельск : ИПЦ САФУ, 2012. — 234 с.

4. Боксерман, А. А. Повышение нефтеотдачи — важная составляющая производственной программы ОАО «Зарубежнефть» / А. А. Боксерман // Нефтяное хозяйство. — 2007. — № 8. — С. 18–21.

5. Крянев, Д. Ю. [и др.]. Развитие методов увеличения нефтеотдачи в рамках федеральной целевой научно-технической программы / Д. Ю. Крянев, А. М. Петраков, Т. С. Рогова // Нефтяное хозяйство. — 2007. — № 8. — С. 40–42.

6. Пат. 2462286 РФ, МПК В 01 D 1/22. Способ испарения жидкости в испарителе / С. Л. Рева, Л. С. Рева, А. Б. Голованчиков; ВолГТУ. — 2012.

7. Павлов, К. Ф. [и др.]. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учеб. пособие для вузов / К. Ф. Павлов, П. Г. Романков, А. А. Носков; под ред. чл.-корр. АН России П. Г. Романкова. — 14-е изд., стереотипное. — М. : ООО ИД «Альянс», 2007. — 576 с.

8. Кутателадзе, С. С. [и др.]. Тепломассообмен и волны в газожидкостных системах / С. С. Кутателадзе, В. Е. Накоряков. — Н. : Наука, 1984. — 303 с.
9. П. м. 114864 РФ, МПК В 01 D 1/22. Испаритель / А. Б. Голованчиков, Л. С. Рева, С. Л. Рева, П. С. Васильев; ФГБОУ ВПО «ВолгГТУ». — 2012.
10. П. м. 186246 Российская Федерация, МПК В01D1/22 Испаритель / Л. С. Рева, П. С. Васильев, С. Л. Рева, А. Б. Голованчиков; ВолгГТУ. — 2019.
11. П. м. 206526 Российская Федерация, МПК В01D 1/22 Испаритель / С. Л. Рева, П. С. Васильев, Л. С. Рева, А. Б. Голованчиков, А. А. Шурак; ФГБОУ ВО «ВолгГТУ». — 2021.
12. П. м. 206081 Российская Федерация, МПК В01D1/22 Испаритель / Л. С. Рева, П. С. Васильев, С. Л. Рева, А. Б. Голованчиков, А. А. Шурак, А. А. Ежиков; ФГБОУ ВО «ВолгГТУ». — 2021.
13. Гельперин, Н. И. [и др.]. Основы техники псевдооживления / Н. И. Гельперин, В. Г. Айнштейн, В. Б. Кваша. — М. : Химия, 1967. — С. 302.
14. Васильев, П. С. [и др.]. Повышение эффективности работы утилизаторов тепла отходящих газов на основе технологии капельного кипения / П. С. Васильев, Л. С. Рева, А. А. Ежиков // Энерго- и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. — 2022. — № 2 (39). — С. 6–12.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СТРАТЕГИИ КЛЮЧЕВЫХ НАПРАВЛЕНИЙ 5

Обзор технологии «цифровой анализ керна»	6
Выбор стратегии горизонтального бурения и способа заканчивания в зависимости от типа разреза	13
Комплексные методические подходы к изучению нетрадиционных пород-коллекторов на керновом материале Республики Беларусь	19
Прогнозирование потребности в трудовых ресурсах на основе моделирования численности.....	25
Комплексный подход к работе с потенциалом повышения эффективности организации	30
Технологии компании LINDE. Инжиниринг для утилизации и закачки CO ₂	35
Технологии использования донных сейсмических станций при проведении инженерно-геофизических исследований на акваториях.....	43
Комплексный подход в построении эффективной модели управления предприятием.....	49
Создание программного инструмента долгосрочного планирования бурения и ввода скважин в разработку нефтяных месторождений на основе высокопроизводительных вычислений и машинного обучения.....	53
Внедрение инструментов повышения эффективности в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	60

СЕКЦИЯ 2

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА СУШЕ И НА МОРЕ — ОСНОВА ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ АКТИВОВ 65

Использование моторизованной роторной управляемой системы для форсирования скорости бурения скважин.....	66
Бурение на обсадной колонне — буровые системы, разработанные в ПАО «Татнефть»	72

Повышение эффективности бурения скважин различного назначения за счёт использования новой конструкции наддолотного калибратора-эжектора	77
Высокоингибирующие буровые растворы на водной основе (HPWBM) как часть интегрированного подхода к повышению эффективности строительства нефтегазовых скважин.....	83
Прорывные технологии мониторинга и прогнозирования энергоэффективности бурения скважин.....	90
Строительство многозабойных скважин с устройствами контроля притока на месторождении высоковязкой нефти с подстилающей водой	97
Разработка высокотехнологичной трубной продукции для строительства скважин на шельфе	103
Полиформ — водный буровой раствор для бурения на море в условиях сероводородной агрессии.....	107
Предотвращение межколонных проявлений на этапе строительства скважин.....	113
Опыт и особенности строительства морских скважин в условиях высокого содержания H_2S в пластовом флюиде.....	119

СЕКЦИЯ 3

РАЗВИТИЕ НОВЫХ НАПРАВЛЕНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ИНЖИНИРИНГА..... 125

Перспективные физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи ИХН СО РАН и новый подход к их разработке.....	126
Интегрированное моделирование в группе компаний «Газпром нефть».....	132
Озёра данных в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» — возможности и перспективы	135
Цифровой подход к проектированию строительства скважин — единая среда инженерного взаимодействия для создания программы бурения, оптимизации сроков и стоимости строительства скважин.....	139
Создание инструментов мониторинга коррозии (сероводородного растрескивания, агрессивности среды) систем добычи на основе программных продуктов моделирования площадных объектов (ASPEN HYSYS)	145

Воспроизведение пластового давления методами искусственного интеллекта	149
Технология применения автономных устройств контроля притока в компоновке вторичного заканчивания.....	155
Модульная установка для фракционирования попутного нефтяного газа в промысловых условиях	161
Повышение энергоэффективности и оптимизация процессов ЦПС «Мишриф» как часть декарбонизации производства актива Западная Курна-2.....	167
Реализация технологии водогазового воздействия на пласт с использованием затрубного нефтяного газа	174
Опыт комплексного подхода по сопровождению и применению интегрированных моделей.....	179
Управление добычей на основе отечественных решений по интегрированному моделированию — это реально!.....	185
Могут ли цифровые технологии, разрабатываемые для нефтегазовой отрасли, быть сквозными?.....	192
Перспективы применения тепловых методов воздействия на месторождения высоковязкой нефти	195
Опыт применения интегрированных моделей в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	200
Разработка технологии утилизации попутного нефтяного газа путём его пиролиза с получением CO ₂ -нейтрального водорода	208

СЕКЦИЯ 4

МЕТОДЫ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ.

К 30-ЛЕТИЮ ООО «РИТЭК».....	215
Оценка текущего насыщения и фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора в скважинах действующего фонда	216
Концептуальное моделирование как основа планирования геологоразведочных работ на примере Журавского лицензионного участка недр Волгоградской области.....	220
Опыт применения и пути развития насосно-эжекторных систем для водогазового воздействия на пласт	225
Комплексное сопровождение развития и освоения Журавского лицензионного участка	230

Фильтрационные исследования терригенных горных пород с учётом влияния эффективного горного давления.....	236
Фундаментальные и прикладные проблемы нефтяной геологии в программе научного центра мирового уровня.....	241
Новый подход к моделированию систем обустройства и комплексная многовариантная оптимизация развития на примере Назымской группы месторождений ООО «РИТЭК»	245
Обзор методов повышения эффективности разработки месторождений ООО «РИТЭК» и опыт применения инструментов системы непрерывных улучшений при формировании комплексных программ мероприятий.....	251
Сопряжение методов геотермодинамики, механики и петрофизики в технологических и природных процессах нефтегазовых систем.....	255
Разработка одиночных карбонатных построек Журавского ЛУ многоствольными скважинами	259
Подходы на основе машинного обучения для оценки и прогнозирования технического состояния сложного оборудования	266
Повышение энергоэффективности и экологичности процесса разработки нефтяных месторождений за счёт утилизации тепла попутного нефтяного газа.....	271

Научное издание

**СБОРНИК ДОКЛАДОВ IV МЕЖДУНАРОДНОЙ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
«ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОПРОВОЖДЕНИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ АКТИВОВ»**

**Подготовлено к печати издательской группой
ООО «Коми республиканская типография».**

Литературный редактор: **Наталья Мельникова.**

Дизайн, вёрстка: **Александра Гурьева.**

Предпечатная подготовка: **Александр Забоев.**

Корректор: **Оксана Кокорина.**

Подписано в печать 25.12.2022 г. Формат 60x90/16.

Усл. печ. л. 16,28. Тираж 300 экз. Заказ № 22-9096.

ООО «Коми республиканская типография».

167982, Республика Коми, г. Сыктывкар, ул. Савина, д. 81.

Тел. 8212 28-46-71. E-mail: knigikomi@komitip.ru

