

Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого
Машиностроительный факультет
Кафедра «Нефтегазозаготовка и гидронефтоавтоматика»

II студенческая научная конференция

«Технологии нефтегазовых месторождений»

Сборник стендовых докладов

Гомель, 27 октября 2023 года

NEFT.by

УДК 622.276

ББК 33.61

Т38

Технологии нефтегазовых месторождений [Электронный ресурс] : сб. стендовых докл. студ. научн. конф. / Гомельский гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, машиностроит. фак., каф. «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика» ; под общ. ред. А. Б. Невзоровой. – Гомель : ГГТУ им. П.О. Сухого, 2023. – 19 с.

Представлены стендовые доклады студентов по актуальным вопросам инновационных технологий для разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Для широкого круга читателей.

Издается в авторской редакции

УДК 622.276

ББК 33.61

© Оформление. ГГТУ им. П.О. Сухого, 2023

Содержание

- [Асвинова Полина. Государственное регулирование в области энергоэффективности Республики Беларусь](#) 4
- [Бочаров Никита. Определение комплекса механических свойств горных пород дюрOMETрическим методом](#) 5
- [Ганцевич Эдуард. Адаптивное управление и мониторинг процесса разработки месторождений с использованием различных моделей](#) 6
- [Гурбандурдыев Ахмет. Газовое месторождение Галкыныш](#) 7
- [Долгий Трофим. Расчет интегрального показателя состояния энергоменеджмента нефтедобывающего предприятия](#) 8
- [Златина Валерия. Формирование и развитие мирового рынка СПГ](#) 9
- [Караев Хемра. Газовая промышленность Туркменистана](#) 10
- [Коцуба Александр. Управление нерентабельным фондом скважин](#) 11
- [Леванов Максим. Недонасыщенные залежи](#) 12
- [Малашук Владислав. Низкопроницаемые коллектора с высокой неоднородностью](#) 13
- [Новиков Владислав. Технология извлечения остаточных запасов нефти из террегенных коллекторов](#) 14
- [Полторан Елена. Нетрадиционные коллектора](#) 15
- [Соленок Роман. Приведение анализа эффективности поддержания пластового давления](#) 16
- [Шатон Владислав. Залежи с высоковязкой нефтью](#) 17
- [Яковенко Валерия. Динамика изменения себестоимости добычи нефти в мире](#) 18
- [Яроцкий Данила. Нефтяные оторочки в низкопроницаемых карбонатных коллекторах](#) 19
- [Курбаев Иззат. Нефтепроводы Туркменистана](#) 20



II студенческая научная конференция
“Технология нефтегазовых месторождений”

ГОСУДАРСТВЕННОЕ СТИМУЛИРОВАНИЕ В ОБЛАСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ



Асвинова Полина
НР-51

Актуальность заключается в цели социально-экономического развития страны по снижению зависимости экономики от УВ и повышению энергоэффективности производственной сферы национальной экономики и укрепление энергетической безопасности Республики Беларусь.

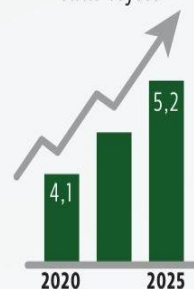
Цель: анализ основных мероприятий по стимулированию повышения энергоэффективности Беларуси, утверждённых в государственной программе «Энергосбережение» на 2021–2025 годы.

Цели Госпрограммы:

- 1) сдерживание роста валового потребления ТЭР при экономическом развитии страны;
- 2) дальнейшее увеличение использования местных ТЭР, в том числе ВИЭ.

Экономия ТЭР

млн т.у.т.



Доля ВИЭ



4 213 536 000 BYN

финансирование общего комплекса мероприятий

Экономическое стимулирование:

- 1) льготное кредитование
- 2) льготное налогообложение
- 3) безвозвратное финансирование
- 4) тарифная политика
- 5) премирование
- 6) возмещение части средств

Список источников:

1. Андрижевский, А.А. Энергосбережение и энергетический менеджмент: учеб. пособ. / А.А. Андрижевский, В.И.Володин – Минск: Вышэйш. шк., 2005. – 240 с
2. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПРОГРАММА «Энергосбережение» на 2021–2025 годы
3. Портал-энерго: Энергоменеджмент. Практика внедрения и подготовка к применению ISO 50001 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://portal-energo.ru/articles/details/id/534>



II студенческая научная конференция «Технологии нефтегазовых месторождений»,
Гомель, 27 октября 2023 года
Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого

«Определение комплекса механических свойств горных пород дюрометрическим методом»



Бочаров Никита, группа НР-41
bocharov1401.nikita@gmail.com

Актуальность

Репрезентативные результаты керновых испытаний повышают достоверность геомеханических исследований. Коллекции керновых образцов могут быть достаточно разнородными. Это особенно заметно при исследовании трещинно-каверновых коллекторов, это существенным образом влияет на точность результатов испытаний по стандартным методикам. Ввиду ограниченности кернового материала из глубоких скважин, а также из-за трудоемкости стандартного комплекса исследования керна становится актуальной задача разработки методик, позволяющих сохранить исходный образец, сократить время исследований, а также получить уточненную оценку необходимой информации о механических свойствах горных пород.

К таким методиками относятся индентирование и скретчирование.

Цель работы

Цель работы – установить возможность испытания горных пород дюрометрическим методом с целью получения комплекса важнейших геомеханических характеристик горных пород.

Результаты исследования

Известен способ определения предела прочности на одноосное сжатие горных пород методом индентирования [1]. В результате углубленного изучения телеметрических данных испытания индентирования была выработана методика расчета угла внутреннего трения горной породы. На основании значения предела прочности на одноосное сжатие и угла внутреннего трения разработана концепция построения паспорта прочности горной породы (рисунок 2) расчетным методом [2]. Затем из паспорта прочности находят величину сцепления и значение предела прочности при растяжении.

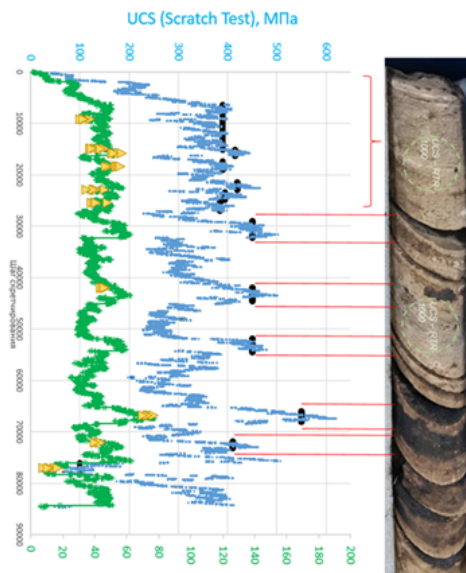


Рисунок 1 – Последовательность получения синтетического каротажа распределения значений статического модуля Юнга на основании результатов скретчирования керна с тонкочередующимися пропластками



Рисунок 2 – Пример построения паспорта прочности горной породы по авторской методике

За счет незначительной области контакта индентора с породой, возможно проведение испытания на одном и том же образце стандартного размера не менее 10 раз. Данный факт позволяет получить для каждого из определяемых параметров выборку данных, удовлетворяющую требованиям статистики.

Возможность отбора порошкообразных проб с место индентирования, с последующим определением минерального состава методом рентгеновской дифракции, позволяет привязать полученный мех. свойства к конкретной литологической разности.

Заключение

Таким образом, за счет высокой оперативности и точности определения упруго-прочностных характеристик горных пород дюрометрическим методом сокращается число кейсов, ожидающих входные данные для геомеханического моделирования. А также появляется возможность охватить испытанием больший объем керна, что при интеграции со склерометрическими исследованиями (Scratch-Test) позволит получить более представительные данные о механических свойствах всего изучаемого разреза (рисунок 1). Данный факт является существенным преимуществом предлагаемой методики, например, с целью повышения эффективности создания дизайна ГРП.

Список литературы

1. Способ определения предела прочности на сжатие образца горной породы : Патент 23260 Респ. Беларусь : МПК (2006.1) G01N 3/32 / И.Н. Степанкин, А.В. Халецкий, В.М. Ткачев, Р.Е. Гутман ; дата публ.: 30.12.2020.
2. Способ построения паспорта прочности горных пород: заявка на изобр. ВУ а 20230182 / В.М. Ткачев, Н.В. Бочаров, Гутман Р.Е. и др. – Оpubл. 30.10.2023.



«Адаптивное управление и мониторинг процесса разработки месторождений с использованием различных моделей»

Ганцевич Эдуард, группа НР-51
ed.gantsevitch@yandex.ru



Актуальность

Обусловлена отсутствием единой универсальной технологии применения постоянно действующих геологических технологических моделей, включающей в себя решение задач непрерывного сбора и передачи геологической технологической информации, автоматизированной адаптации модели на текущее состояние разработки месторождения и оптимизации планирования и оценки эффективности геологических мероприятий.

Цель работы

Целью данной работы является формирование основополагающих принципов разработки системы мониторинга и адаптивного управления разработкой «интеллектуального» месторождения на основе постоянно действующей геологической модели.

Результаты исследования

Результаты показали, что в настоящее время появилась и активно развивается концепция «интеллектуального» месторождения [4–6]. При этом отсутствует технология контроля и управления разработкой, учитывающая структурные особенности «интеллектуального» месторождения, включающего в себя «интеллектуальные» кустовые площадки и «интеллектуальное» заканчивание скважин.

Сформулированы следующие основополагающие принципы организации системы мониторинга и адаптивного управления разработкой «интеллектуального» месторождения: адаптивности, прозрачности, единого информационного пространства и контроля целостности. Полученные результаты могут быть использованы при построении промышленных систем мониторинга текущего состояния разработки нефтяных месторождений «Интеллектуальное» месторождение – это комплекс оборудования кустов скважин, площадок подготовки и хранения нефти и газа, поддержания пластового давления, промысловых трубопроводов, содержащий средства телеметрии для непрерывного сбора технологической информации ее передачи по вычислительной сети нефтегазового предприятия в центр управления промыслом (ЦУП) для мониторинга:

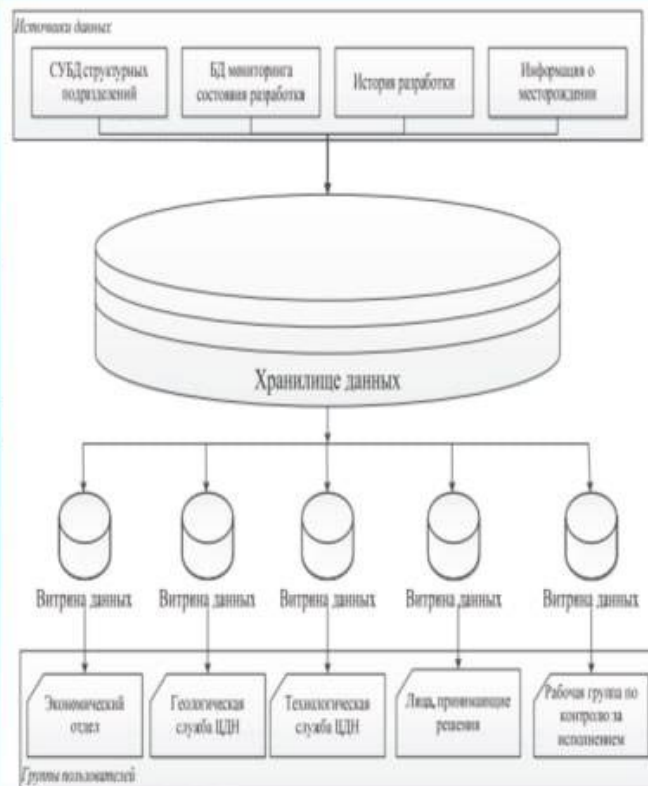


Рисунок 1 — Схема консолидации данных системы мониторинга и адаптивного управления разработкой «интеллектуального» месторождения.

Подобная сетевая инфраструктура формируется годами, в результате чего она представлена широкой номенклатурой сетевых устройств, их программного обеспечения и приложений. В связи с этим для обеспечения непрерывного оперативного поступления геологической технологической информации с месторождений необходимо разработать и внедрить подсистему мониторинга сетевой инфраструктуры и информационных систем. Реализация данной подсистемы позволит обеспечить связь между компонентами и модулями системы мониторинга и адаптивного управления разработкой «интеллектуального» месторождения

Заключение

В заключение данной работы можно сделать вывод, что анализ существующих подходов к разработке месторождений нефти и газа позволил выявить отсутствие единой универсальной технологии применения ПДГТМ, включающей в себя решение задач непрерывного сбора и передачи геологической техно логической информации, автоматизированной адаптации ПДГТМ на текущее состояние разработки месторождения и оптимизации планирования и оценки эффективности ГТМ. Недостатки применения ПДГТМ могут быть в значительной степени устранены в условиях «интеллектуального» месторождения.

Список литературы

1. Проектирование разработки нефтяных месторождений с использованием постоянно действующих геологических технологических моделей / С.А. Жданов, М.М. Максимов, А.Я. Хавкин, Л.П. Рыбичкая, О.Т. Цыбульская, Г.Н. Гогоненков, В.И. Евстифеев, Н.Ф. Величкина, В.А. Юдин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 43–47.
2. Маркелов Д.В. «Месторождение на ладони» – инновационный взгляд на перспективу интеллектуальных месторождений // Инженерная практика. – 2010. – № 9. – С. 43–46.



«Газовое месторождение Галкыныш»



Гурбандурдыев Ахмет ,
группа НР-51

Актуальность

Газовое месторождение Галкыныш (Возрождение) , ранее Йолотен газовое месторождение или месторождение Южный Елотен-Осман, — крупное газонефтяное месторождение Туркменистана недалеко от Елотена Марыйского велаята Туркменистана. Это второе по величине газовое месторождение в мире площадью 1842 км².

Оно расположено в Туркменистане в 75 км к юго-востоку от столицы области Мары и примерно в 400 км к юго-востоку от столицы Ашхабада. и является дочерним предприятием национальной газовой компании Туркменистана Государственного концерна (ГК) «Туркменгаз». Компания имеет большой опыт в добыче и хранении природного газа, а также обустройстве подземных сооружений. Компания активно эксплуатирует газохранилища, занимается разведкой и добычей углеводородов, участвует в проектах по хранению возобновляемой энергии.

Газовое месторождение было открыто в 2006 году, и в сентябре 2013 года завершился первый этап разработки месторождения. По данным разных источников, в 2016–2017 гг. оценки извлекаемых запасов газа всего Туркменистана варьировали от 9,9 трлн м³ (ОПЕК) до 17,5 трлн м³ (BP), а начальные потенциальные ресурсы природного газа оценивались в 26,2 трлн м³ (GSA, ОАО «ВНИИЗарубежгеология»).

Цель работы

Оценить экономическую ценность и рентабельность месторождения Галкыныш с использованием анализа стоимости добычи, прогнозирования доходов и расходов, а также рассмотреть возможность инвестиций и развития месторождения.

Результат

Разведочное бурение на месторождении «Галкыныш» показало, что перспективы наращивания разведанных запасов газа связаны с подсолевыми карбонатными отложениями верхнеюрского периода, где толщина продуктивного горизонта составляет 600-700 метров. Чтобы добраться до этой мощной газоносной толщи, нужны новые технологии, большие энергозатраты и бурение глубоких скважин. Сейчас компанией CNPC уже пробурено 22 глубинные скважины, большинство из которых прошли опробование и дали большой объем природного газа. К бурению шести глубоких скважин подключились буровые бригады Государственного концерна «Туркменгаз» и ГК «Туркменгеология». К августу все пробуренные технологические колодцы будут опробованы, и с подземных кладовых на пункты первичной обработки газа и далее - на газоочистные заводы поступит мощный поток природного топлива.

На «Галкыныш» создается современная газоперерабатывающая структура. В перспективе с реализацией семи этапов освоения гигантского месторождения «Галкыныш» годовая добыча природного газа достигнет около 200 млрд кубометров «голубого топлива».



Рисунок 1 – Газовая скважина на месторождении Галкыныш

«Галкыныш» — огромное месторождение верхнего юрского периода и делится на 2 группы: Багышлинская и Койтендагская. Исследования, направленные на изучение соотношения воды и газа, позволили спрогнозировать среднее давление в пластах на 10, 25 и 50 лет. Даже если, на первый взгляд, снижение выглядит огромным, непосредственное снижение давления самого резервуара не столь высокое. Сегодня на месторождении «Галкыныш» реализуется первая фаза развития. Еще определено 6 фаз, которые в общем обеспечат порядка 8 трлн кубометров газа. Однако, даже после полного выполнения плана развития – реализации семи стадий производства, в залежах «Галкыныш» останется огромный потенциал для дальнейшей добычи. Поэтому действительно имеет смысл увеличивать инвестиции для разработки данного месторождения.

Вывод

Запасы газового месторождения Галкыныш (включая месторождения Яшлар и Караколь) оцениваются примерно в 27 триллионов кубометров газа. На этом газовом месторождении пробурено и испытано около 30 разведочных скважин, в настоящее время в эксплуатации находятся 47 добывающих скважин. Средний дебит газа на месторождении составляет 1,5 миллиона кубических метров в сутки, что позволяет эксплуатировать пласт с дебитом более 2 миллионов кубических метров в сутки.

Список литературы

1. Абдырахманов А.Ч. Состояние и перспективы экспорта нефти и газа из Туркменистана // *Инновации и Инвестиции* – 2019. – № 7. С.276.
2. Кульмамчирова М.С., Халов О.М., Полаева Д.К. Маршруты поставки туркменских углеводородов на мировой рынок // *Инновации и Инвестиции* – 2016. – № 7. С.74.

Гомельский государственный технический университет имени П.О.Сухого
 II студенческая научная конференция «Технологии нефтегазовых месторождений»
 Гомель, 27 октября 2023 года



«Расчет интегрального показателя
 состояния энергоменеджмента нефтедобывающего предприятия»

Долгий Трофим, группа НР-51
 dolgiy.trofim@mail.ru



Актуальность

Расчет интегрального показателя состояния энергоменеджмента нефтедобывающего предприятия позволяет повысить экономическую эффективность добычи нефти на поздней стадии разработки месторождения на основе внедрения энергосберегающих мероприятий

Цель работы

Цель данной работы - провести анализ и оценку интегрального показателя состояния энергоменеджмента нефтедобывающего предприятия

Результаты исследования

Данный показатель представляет собой сумму средних арифметических оценок по каждому из направлений, в том числе и организационных показателей определяется по формуле:

$$IEM = O_{\text{сред}}^{Г\&P} + O_{\text{сред}}^{Г\&ДН} + O_{\text{сред}}^{ЭЭ} + O_{\text{сред}}^{ЭМ}$$

Диапазон значений данного индикатора изменяется в пределах от 0 до 16. Максимальное значение данного показателя возможно, при условии, что все составляющие энергоменеджмента равны 4, т.е.:

$$IEM = 4 + 4 + 4 + 4 = 16$$

Интегральный показатель состояния энергоменеджмента нефтедобывающего

Интервал	Состояние энергоменеджмента	Описание состояния	Рекомендации
12.8 - 16.0	Отличное	Энергоменеджмент предприятия на высоком уровне. Руководство предприятия уделяет достаточное внимание вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности	Поддерживать текущий высокий уровень энергоменеджмента. Отслеживать передовой опыт российских и зарубежных компаний.
9.6 - 12.8	Хорошее	Уровень энергоменеджмента достаточно высокий, однако есть направления, требующие улучшений	Необходимо улучшить показатели отстающих направлений энергоменеджмента. Стремление к сбалансированному виду организационного профиля Внедрение требований стандарта ISO 50001:2001
6.4 - 9.6	Удовлетворительное	Предприятие осознает важность применения эффективного энергоменеджмента, однако по ряду причин потенциал энергосбережения реализуется не в полной мере.	Выявить факторы, ограничивающие развитие энергоменеджмента на предприятии и адаптировать его структуру под текущие нужды предприятия, уделить большее внимание вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности
3.2 - 6.4	Плохое	Энергоменеджмент присутствует, однако его структура представляет не все ключевые аспекты. Возможности энергосбережения используются слабо	Усовершенствовать структуру энергоменеджмента, повысить заинтересованность вопросами энергосбережения и повышения энергоэффективности среди сотрудников и руководства предприятия
0.0 - 3.2	Очень плохое	Энергоменеджмент отсутствует или на стадии формирования.	Рекомендуется создание действенных механизмов управления энергосберегающей деятельностью (в т.ч. создание энергетической службы, обучение персонала, привлечение инвестиций в энергосбережение)

Рисунок 1 – Категории состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии

предприятия позволяет отнести предприятие к определенной категории, характеризующей текущий уровень энергоменеджмента. С учетом количества интервалов оценок от 0 до 4, которые были использованы для анализа состояния энергоменеджмента по всем блокам и секциям, рекомендуется использовать 5 категорий.

Заключение

Заключение нашего исследования следующее:
 Величина рассчитанного интегрального показателя состояния энергоменеджмента позволяет отнести исследуемое предприятие к определенной категории, характеризующей уровень развития энергоменеджмента. Далее на основе проведенного внутреннего энергоаудита составляется комплекс рекомендаций, направленных на улучшение тех или иных показателей.

Список литературы

1. Галяутдинов, Ильяс Маратович (2016). "Повышение экономической эффективности добычи нефти на поздней стадии разработки месторождения на основе внедрения энергосберегающих мероприятий." Москва: Издательство Нефть и Газ.
2. Гулин С. В., Пиркин А. Г. (2010). ""Организация энергосбережения (энергоменеджмент)." Нефтяной инжиниринг, Под редакцией В.В. Кондратьева.

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ МИРОВОГО РЫНКА СПГ

ЗЛАТИНА В.Ю.
LERA.ZLATINA@GMAIL.COM



Введение: в настоящее время СПГ стал играть более заметную роль на мировом рынке углеводородов. Рост потребления обуславливается значительными преимуществами СПГ перед другими энергоносителями:

- 1) отсутствие необходимости в строительстве и обслуживании газопроводов;
- 2) при сжигании газа объем уменьшается в 600 раз;
- 3) СПГ имеет более высокое качество по сравнению с ТП газом;
- 4) СПГ является одним из наиболее экологически чистых источников энергии.

Основными факторами развития мирового газового рынка является стремительный рост возможностей транспортировки для создания новых цепочек поставок между центрами добычи и потребления газа в мире.

За последние 10 лет объем поставок СПГ вырос более чем на 27%.

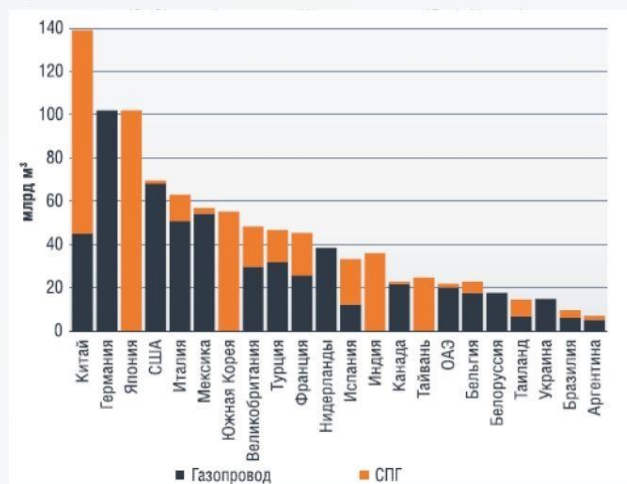


РИСУНОК 1 - СТРУКТУРА ИМПОРТА ГАЗА ПО ВИДАМ ПОСТАВОК В МЕЖДУНАРОДНОЙ ТОРГОВЛЕ

В 2022 году произошло сокращение импортных поставок природного газа на 7%. Сокращение поставок газа по газопроводам на рынок Европы связан с энергетическим кризисом 2021 года.



РИСУНОК 2 - СТРУКТУРА ИМПОРТА ГАЗА ПО ВИДАМ ПОСТАВОК В МЕЖДУНАРОДНОЙ ТОРГОВЛЕ ЗА 2021 ГОД



РИСУНОК 3 - СТРУКТУРА ИМПОРТА ГАЗА ПО ВИДАМ ПОСТАВОК В МЕЖДУНАРОДНОЙ ТОРГОВЛЕ ЗА 2022 ГОД

Тенденция развития рынка СПГ свидетельствует о дальнейшем стабильном формировании этой инфраструктуры и росте данного рынка за счет развития во всех частях данной цепи.

Гомель, 27 октября 2023 года

Газовая промышленность Туркменистана

Актуальность

За последние 57 лет потенциал газовой отрасли Туркменистана многократно увеличился. Необходимым условием достижения энергетической державой высоких целей в нефтегазовом секторе является наличие в стране огромных запасов нефти и газа и открытие новых месторождений. Как доказали отечественные специалисты, Туркменистан располагает огромными запасами этих ресурсов.

Введение

Пятьдесят семь лет назад, в 1966 году, началась промышленная разработка Ачакского газоконденсатного месторождения, расположенного в северной части пустыни Каракумы. Это первое месторождение природного газа, открытое на территории Северо-Восточного Туркменистана.

Таблица 1. Ресурсы и запасы нефти, конденсата и газа в Туркменистане на 01.01.2006 г.

Показатели	Газ, трлн м3 (млрд т у.т.)	Нефть и конденсат, млрд т (млрд т у.т.)
Запасы		
Всего	5,0 (6,0)	Нет данных
На суше	4,6 (5,5)	*
На шельфе	0,4 (0,5)	*
Находится в разработке	2,6 (3,1)	*
Подготовлено к разработке	0,3 (0,4)	*
В разведке	2,0 (2,4)	*
В консервации	0,1 (0,2)	*
Ресурсы		
Геологические	22,5 (27,0)	20,4 (26,6)
Извлекаемые	20,4 (24,5)	7,7 (10,8)
Накопленная добыча		
Всего	2,3 (2,8)	0,5 (0,7)
Начальные суммарные ресурсы		
Геологические	29,8 (35,8)	20,9 (29,3)
Число месторождений	149	120

Результат исследования

На территории Туркменистана в разработке находятся более 40 газовых месторождений (крупнейшие — Галкыныш, Довлетабад, Зеакли-Дерваза, Малай, Самандепа, Наип, Акпатлавук, Кеймир, Алтыгуйы, Корпедже, Окарем и др.). Всего по итогам 2019 года в Туркменистане добыча газа составила 63,2 млрд кубометров.

В 2019 году Туркменистаном экспортировано 31,6 млрд куб. м природного газа, что на 10,2% ниже уровня 2018 года. Весь объем газа был экспортирован в Китай.



Заключение

Супергигантское газовое месторождение Галкыныш, запасы которого оцениваются более чем в 26,2 триллиона кубометров газа, является вторым в мире по величине запасов газа. Уже несколько лет это месторождение успешно разрабатывается Государственным концерном «Туркменгаз» при тесном сотрудничестве с иностранными компаниями в рамках подписанных с ними сервисных контрактов.



«Управление нерентабельным фондом скважин»

Кочуба Александр, группа НР-51
kotsuba2021@inbox.ru



Актуальность

Управление нерентабельной скважиной требует комплексного подхода. Вот основные шаги, которые могут помочь:

- Анализ: Определите причины нерентабельности скважины. Это может включать в себя анализ добычи, затрат, геологических условий и т.д.
- Оптимизация: Улучшите процесс добычи. Это включает в себя обновление оборудования, улучшение технологий добычи и т.п.
- Пересмотр контрактов: Оцените контракты с партнерами и определите, можно ли их пересмотреть.

Цель работы

Целью данной работы является изучение вопроса управления нерентабельным фондом скважин

Результаты исследования

Фонд скважин является нерентабельным, если затраты на добычу превышают доходы от продажи продукции. Это может быть связано с различными факторами, такими как низкая продуктивность скважины, высокие затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание, неблагоприятные геологические условия и т.д. Управление фондом скважин включает в себя множество аспектов, таких как анализ работы скважин, оптимизация добычи, пересмотр контрактов с партнерами, экономия затрат, управление рисками, поиск новых рынков сбыта, инвестиции в новые технологии и привлечение финансирования. Если скважина является нерентабельной, то необходимо принять меры для повышения ее рентабельности. Это может включать в себя различные мероприятия, такие как улучшение оборудования, сокращение затрат, изменение контрактов и т.д.

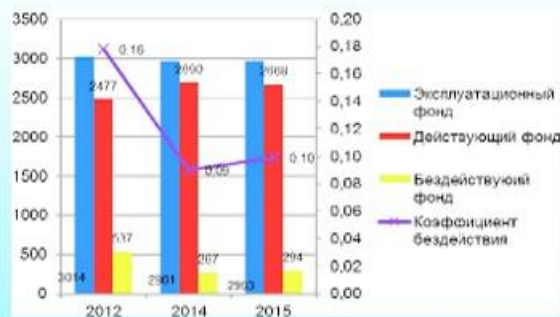


Рисунок 1 – подходы к оценке фонда скважин

Рентабельная скважина - это скважина, затраты на добычу из которой меньше доходов от продажи добытой продукции. В противном случае, скважина является нерентабельной.

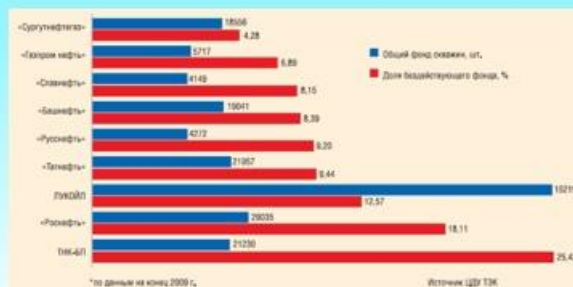


Рисунок 2 – Бездействующий фонд скважин.

Фонд скважин представляет собой совокупность всех скважин на предприятии. Каждая скважина обладает своими характеристиками, такими как глубина, продуктивность и дебит. В зависимости от этих характеристик скважины могут быть рентабельными и нерентабельными. Рентабельная скважина – это такая скважина, затраты на добычу которой меньше дохода от продажи добытого продукта. Если же затраты на добычу выше дохода, то такая скважина считается нерентабельной. Управление фондом скважин предполагает анализ работы каждой скважины, оптимизацию добычи, экономию затрат, управление рисками и поиск новых рынков для реализации продукции. Если скважина нерентабельная, то следует принять меры по повышению ее рентабельности, например, улучшить оборудование, сократить затраты или пересмотреть контракты с поставщиками. Управление нерентабельным фондом скважин требует анализа причин нерентабельности, оптимизации добычи, пересмотра контрактов, экономии затрат, управления рисками, поиска новых рынков сбыта и привлечения финансирования. Если скважина является нерентабельной, необходимо принять меры для повышения ее рентабельности, такие как улучшение оборудования, сокращение затрат и изменение контрактов

Заключение

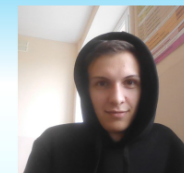
Управление нерентабельным фондом скважин является сложной задачей, требующей комплексного подхода. Необходимо провести анализ причин нерентабельности, оптимизировать процесс добычи, пересмотреть контракты, сократить затраты, управлять рисками и искать новые рынки сбыта. Если скважина не приносит прибыли, нужно принять меры для увеличения ее рентабельности, такие как модернизация оборудования, сокращение расходов и изменение условий контрактов.

Список литературы

1. «Оптимизация добычи на нерентабельном фонде скважин», журнал «Нефть и газ», №1, 2021 год
2. «Экономическая эффективность управления нерентабельным фондом скважин», доклад на конференции «Нефтегазовая отрасль: вызовы и возможности», Москва, 2020 год.



«Недонасыщенные залежи»



Леванов Максим, группа НР-51
maks.levanow@yandex.ru

Актуальность

Недонасыщенные коллектора представляют сложность для разработки. Поэтому для эффективной добычи требуется исследование и изучение дополнительных технологий, методов освоения залежей.

Цель работы

Целью данной работы является изучение способов разработки недонасыщенных коллекторов и методы повышения их нефтеотдачи.

Результаты исследования

Недонасыщенные залежи являются одним из типов нефтяных и газовых залежей, которые содержат нефть или газ в пористых и проницаемых горных породах, но в объеме, который меньше, чем потенциальное пространство в породах. Такие залежи представляют сложности для разработки и добычи из-за недостаточного количества гидроносителя.

При разработке недонасыщенных залежей могут использоваться следующие технологии и методы:

1. Улучшение проницаемости

Один из основных способов увеличения продуктивности недонасыщенных залежей - это повышение проницаемости горных пород. Это может быть достигнуто с помощью методов гидроразрыва пласта, а также применением кислотных или других растворов для разрушения пористости и увеличения проницаемости.



Рисунок 1 — Элементы порового пространства в недонасыщенной части залежи

2. Горизонтальное бурение

Горизонтальное бурение позволяет осуществлять добычу гидроносителей из большей площади в залежах. Это увеличивает контакт скважин с продуктивными слоями и позволяет эффективнее извлекать нефть или газ.

3. Интеллектуальная скважинная технология

Использование интеллектуальных систем в скважинах позволяет контролировать и оптимизировать процессы добычи. Эти системы оснащены датчиками, которые собирают данные о состоянии залежи и позволяют принимать более точные решения по управлению добычей.

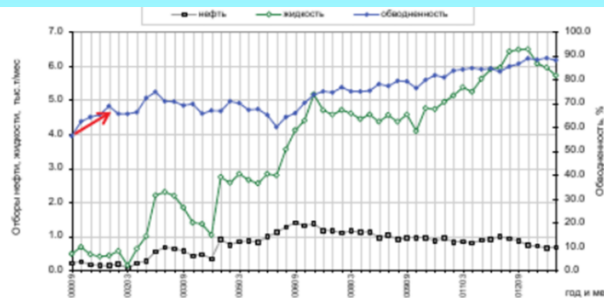


Рисунок 2 — Пример показателя скважины

4. Технологии очистки

В случае недонасыщенных залежей может потребоваться применение технологий очистки, таких как инжекция пара или химических растворов, чтобы снизить вязкость нефти и улучшить ее поток

5. Совместное использование скважин

В некоторых случаях возможно совместное использование скважин, где одна скважина служит для подвода воды или позитивного давления, чтобы стимулировать продуктивность недонасыщенных залежей.

6. Применение новых материалов и химических реагентов: Разработка и использование новых материалов и химических реагентов может помочь в улучшении добычи из недонасыщенных залежей.

Заключение

Необходимо отметить, что каждая недонасыщенная залежь имеет свои особенности, и выбор конкретных методов и технологий будет зависеть от условий конкретного месторождения и экономической эффективности. Важно проводить детальные геологические и инженерные исследования для оптимальной разработки и добычи из недонасыщенных залежей.

Список литературы

1. М Муродов, М. Н. Системы разработки газоконденсатных месторождений / М. Н. Муродов, Э. Р. Панов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2014. — № 1 (60). — С. 102-103. — URL: <https://moluch.ru/archive/60/8764/> (дата обращения: 24.10.2023)
2. Абубакиров В.Ф., Архангельский В.Л., Буримов Ю.Г., Малкин И.Г., Межлумов А. О., Мороз Е.П. Буровое оборудование, 2000, т.1-2 Яковлев Е.И. Газовые сети и хранилища. Учебник для вузов.-2-ое изд. перераб. и доп.- М.:Недра,1991.-400 с.

Гомельский государственный технический университет имени П.О.Сухого

II студенческая научная конференция «Технологии нефтегазовых месторождений»

Гомель, 27 октября 2023 года

Доклад на тему:

«Низкопроницаемые коллектора с высокой неоднородностью»



Малашук Владислав,
группа НР-51



Введение

Основную долю разрабатываемых и вводимых в освоение трудноизвлекаемых запасов нефти Беларуси составляет запасы легкой нефти в низкопроницаемых терригенных коллекторах (порядка 80%), в то время как их выработка не превышает 17%.

Цель работы

Целью данной работы является рассмотрение результатов адаптации гидродинамических моделей низкопроницаемых коллекторов в терригенных отложениях Беларуси на основе статистических данных.

Результаты исследования

Несмотря на достигнутые результаты в исследовании процессов разработки указанных коллекторов, имеет место существенное завышение расчетных (с использованием гидродинамических симуляторов) показателей разработки по сравнению с фактическими. Результаты обобщения промышленного опыта разработки исследуемых месторождений с применением горизонтальных скважин свидетельствуют о недостижении проектных дебитов по жидкости, вплоть до 50%. При этом имеет место высокий темп падения дебитов: по ряду скважин за 90 суток дебит по жидкости снизился до 60 и 87% в соответствии с рисунком 1,2. Проведенный анализ основных проблем разработки исследуемых месторождений указывает на низкую эффективность подсистемы поддержания пластового давления при заводнении, вследствие чего залежи разрабатываются при падении пластового давления, а добывающие скважины – при вынужденном снижении забойного давления.

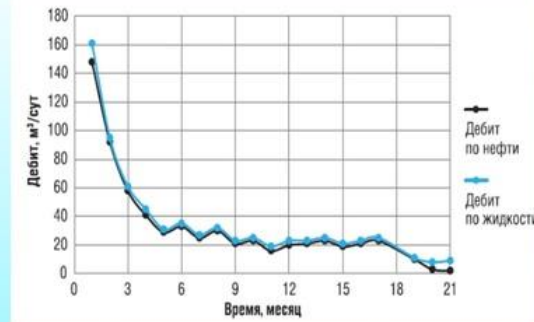


Рисунок 1 — Темп падения дебитов в горизонтальной скважине с ГРП

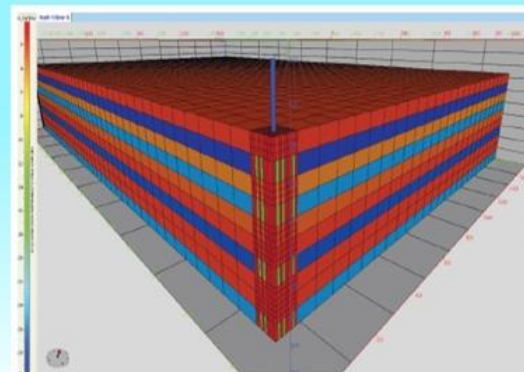


Рисунок 2 — Распределение проницаемости вблизи нагнетательной скважины

На основе обобщения результатов численных и промысловых исследований, проведенных авторами, для моделирования загрязнения призабойной зоны нагнетательных скважин предлагается использовать локальное измельчение скважинной ячейки, снижая проницаемости околоскважинных ячеек измельченной области.

По сравнению с вариантом разработки с традиционным заводнением с забойным давлением 11 МПа при водогазовом воздействии с забойным давлением 11 МПа с применением наклонно-направленных добывающих скважин увеличение КИН составляет 7,9 %; с применением горизонтальных добывающих скважин увеличение КИН составляет 9,5 %.

Заключение

Были рассмотрены результаты адаптации гидродинамических моделей низкопроницаемых коллекторов с высокой неоднородностью, которые показали, что для увеличения КИН нужно использовать водо-газовое заводнение с горизонтальной скважиной.

Список литературы

1. Мищенко И.Т., Бравичев К.А., Бравичева Т.Б. Обоснование энерго-сберегающих экологически безопасных технологических решений по управлению разработкой трудноизвлекаемых запасов с учетом изменения эффективного напряжения. «Вестник ассоциации буровых подрядчиков», № 3, 2019. Стр 2-5
2. Р.Р. Раянов, К.В. Казаков, К.А. Бравичев «Поиск оптимального варианта разработки низкопроницаемого и неоднородного ачимовского пласта месторождения Припятского прогиба», «Нефть, Газ и Бизнес», № 2 2016г., стр.23-29.



«Технология извлечения остаточных запасов нефти их терригенных коллекторов»

Актуальность

Извлечение остаточных запасов в терригенных коллекторах является одной из передовых областей разработки нефтяных и газовых месторождений и требует использования инновационных технологий и методов для максимального извлечения ценных углеводородных ресурсов

Цель работы

Цель данной работы заключается в исследовании и обзоре основных методов извлечения остаточной нефти в терригенных породах. Главной целью является изучение и понимание этих методов с целью определения их эффективности и применимости в условиях конкретных нефтяных месторождений. В данной работе я рассмотрел основные методы, используемые для извлечения остаточной нефти в терригенных породах.

Результаты исследования

1. Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом что потребление нефтепродуктов растёт из года в год.
2. Природное подтоваривание: Первый метод, который мы рассмотрим, основан на естественном снижении давления в пласте и вытекании остаточной нефти под действием гравитации. При этом методе не требуется вмешательства человека, и процесс извлечения происходит самостоятельно. Однако эффективность природного подтоваривания зависит от проницаемости породы и свойств нефти.



Рисунок 1 – Запасы нефти

3. Вторичное вскрытие пластов: В терригенных породах применяются различные методы вторичного вскрытия пластов для увеличения выхода нефти. Одним из наиболее распространенных методов является впрыскивание воды в пласт с целью вытеснения остаточной нефти к скважине. Также можно использовать впрыскивание водных гелей или полимеров для улучшения эффективности процесса.

4. Технология ГРП: Этот метод применяется для создания трещин или каналов в породах с низкой проницаемостью, чтобы облегчить вытеснение остаточной нефти. Путем впрыскивания специальной жидкости под высоким давлением в пласт, порода разрывается, и трещины создаются, обеспечивая путь для нефти к скважине.

Каждый из этих методов имеет свои преимущества и ограничения, и выбор конкретного метода зависит от многих факторов, таких как глубина месторождения

Заключение

В результате исследования можно заключить, что выбор оптимального метода извлечения остаточной нефти в терригенных породах должен основываться на комплексном анализе всех релевантных факторов, таких как геологические условия, технические возможности и экономическая выгода. Дальнейшие исследования и разработки в этой области помогут улучшить эффективность и устойчивость процессов извлечения остаточной нефти и способствовать оптимальному использованию нефтяных ресурсов.

Список литературы

1. Агеев П.Г. Эффективность подтверждается // Нефтесервис. 2009. № 4 (8). С. 44-48.
2. Богомольный Е.И. Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии. Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2003. 272 с.
3. Бунтцен Р. Применение взрывающихся проволочек при изучении мощности подводных взрывов // Электрический взрыв проводников: Пер. с англ. М.: Мир, 1965. С. 225-238.

НЕТРАДИЦИОННЫЕ КОЛЛЕКТОРА

Полторан Елена, НР-51
poltoran02@gmail.com



Введение

Как известно, к нетрадиционным скоплениям нефти и/или газа, среди прочих, относятся участки залегания нефтегазоматеринских пород, которые продуцировали углеводороды (УВ), однако из которых эти УВ не смогли эмигрировать в смежные породы-коллектора. Такие нефтегазоматеринские отложения относятся к нефтегазоматеринским полуколлекторам или коллекторам с аутигенной нефтегазоносностью. Примером подобных полуколлекторов являются породы баженовской свиты.

Цель работы

Оценить стратиграфическую приуроченность наиболее продуктивных нефтегазоматеринских полуколлекторов, местоположение приоритетных участков с такими полуколлекторами, основные геолого-геохимические характеристики и, хотя бы, порядок возможных объемов УВ, накопленных (оставшихся) в нефтегазоматеринских полуколлекторах

Актуальность

Для выявления наиболее перспективных участков размещения нетрадиционных скоплений УВ исследованы такие основные показатели условий генерации УВ, как: генетический тип органических веществ (ОВ), содержащихся в отложениях осадочного разреза региона; толщина нефтематеринских отложений; степень катагенетической преобразованности ОВ; размеры участков нефтеобразования; удельная продуктивность толщ;

В качестве очагов нефтегазообразования выделены структурно обособленные участки распространения определенной нефтематеринской толщи (комплекса) в пределах НГБ, характеризующиеся особыми условиями генерации УВ (характеристика нефтегазоматеринских пород, условия катагенеза ОВ, время генерации и первичной миграции УВ и т. д.). В нефтегазоматеринской толще данных участков были реализованы или прогнозируются с той или иной степенью вероятности процессы нефтегазообразования.

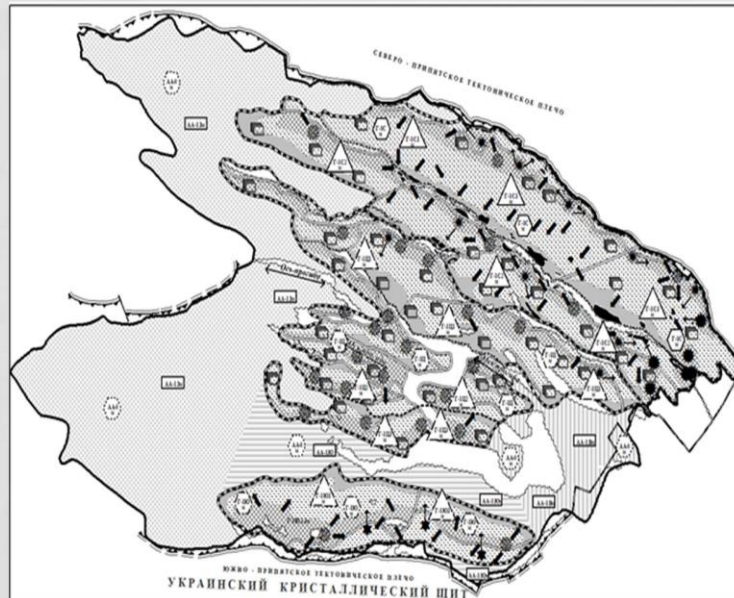


Рисунок – Карта районирования межслоевого комплекса Припятского прогиба по условиям нефтегазообразования

Заключение

Таким образом, специалистам-нефтяникам предстоит самым активнее работать над широким кругом вопросов по наиболее полному освоению ресурсов УВ не только в традиционных ловушках, но также в нетрадиционных скоплениях..

Список источников

1. Бескопильный В.Н. О целесообразности изучения нефтегазоносности природных полуколлекторов Беларуси // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века: материалы международной научно-практической конференции. – Гомель: ОАО «Полеспечать», 2012. – С. 111-139.
2. Каша П. Гидроразрыв как основной интенсифицирующий приём в пластах нетрадиционных месторождений // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века: материалы международной научно-практической конференции. – Гомель: ОАО «Полеспечать», 2012. – С. 383-391.



«Проведение анализа эффективности поддержания пластового давления»

Соленок Роман, группа НР-51
Solenok.Roman@yandex.ru



Актуальность

Исследование эффективности поддержания пластового давления является критически важным в контексте нефтегазовой промышленности, где поддержание оптимальных параметров пластового давления прямо влияет на производительность месторождений и экономическую эффективность эксплуатации. В условиях сложных геологических условий и увеличивающейся глубины разработки месторождений эта проблема становится особенно актуальной. Анализ эффективности методов поддержания пластового давления позволяет оптимизировать процессы и минимизировать операционные риски, что важно с точки зрения устойчивой и эффективной добычи нефти и газа.

Цель работы

Цель данной работы - провести анализ и оценку эффективности методов поддержания пластового давления в нефтегазовой промышленности с целью оптимизации производственных процессов и повышения экономической эффективности эксплуатации месторождений.

Результаты исследования

В ходе исследования был проведен анализ различных методов поддержания пластового давления, включая инъекцию водяных растворов, инъекцию газа и применение химических реагентов. Наиболее значительные результаты были получены при использовании метода инъекции водяных растворов.

Было обнаружено, что при применении инъекции водяных растворов в пласт, происходит увеличение пластового давления на 15%. Это увеличение давления оказалось весьма выгодным с практической точки зрения, поскольку оно приводит к следующим практическим выгодам:

Увеличение добычи: Повышенное пластовое давление способствует более эффективной добыче нефти и газа из месторождения. Это означает увеличение объемов добычи при сопоставимых затратах.

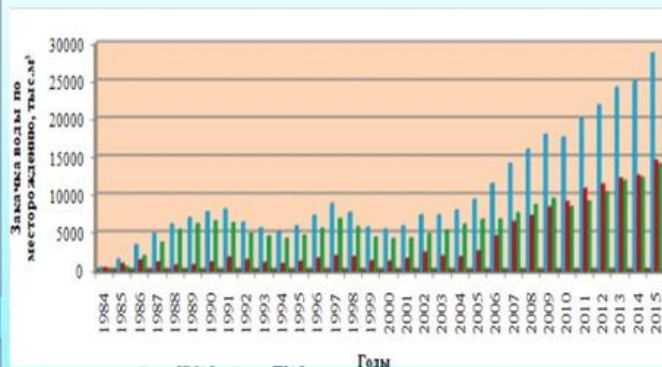


Рисунок 1 – подходы к оценке фонда скважин

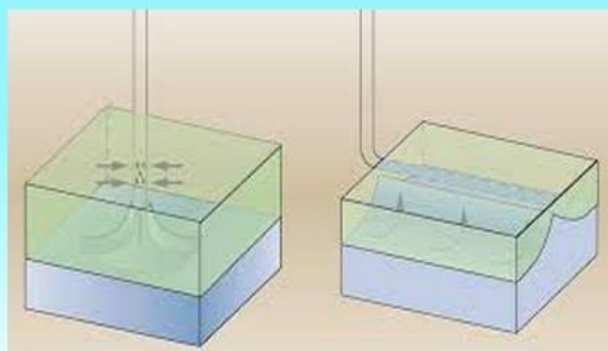


Рисунок 2 – Схема метода инъекции водяных растворов.

Снижение операционных рисков: Высокое пластовое давление снижает вероятность возникновения проблем, таких как засорение скважин, обвалы пласта или неустойчивость процесса добычи.

Экономическая эффективность: Увеличение пластового давления сопровождается улучшением экономической эффективности проекта, так как более высокая добыча приносит дополнительный доход.

Эти результаты свидетельствуют о том, что метод инъекции водяных растворов является многообещающим способом для эффективной поддержки пластового давления на месторождениях нефти и газа.

Заключение

Заключение данного исследования следующее:

Метод инъекции водяных растворов в пласт оказался высокоэффективным средством для поддержания пластового давления на месторождениях нефти и газа.

Увеличение пластового давления на 15% при использовании данного метода приводит к увеличению добычи нефти и газа, что важно с точки зрения экономической эффективности проектов.

Эффективное поддержание пластового давления также снижает операционные риски и способствует более стабильной и безопасной эксплуатации месторождений.

Результаты данного исследования подтверждают, что метод инъекции водяных растворов является перспективным инструментом для оптимизации производственных процессов в нефтегазовой отрасли. В целом, это исследование подчеркивает важность и перспективность методов поддержания пластового давления для обеспечения стабильной и эффективной добычи нефти и газа на месторождениях.

Список литературы

- Иванов, А. П. (2015). "Методы и средства поддержания пластового давления в условиях добычи нефти и газа." Москва: Издательство Нефть и Газ.
- Смирнов, В. А. (2018). "Эффективность поддержания пластового давления при разработке месторождений." Нефтяной инжиниринг, 12(3), 45-55.
- Козлов, П. И. (2016). "Исследование методов поддержания пластового давления на нефтегазовых месторождениях." Геология и разведка, 8(2), 32-41.
- Петров, С. С. (2017). "Оценка эффективности систем поддержания пластового давления на месторождениях." Газовая промышленность, 10(1), 56-68.
- Григорьев, А. В. (2019). "Сравнительный анализ методов поддержания пластового давления в условиях нефтегазовой промышленности." Нефтяное хозяйство, 6(4), 22-34.

Гомельский государственный технический университет имени П.О.Сухого
II студенческая научная конференция «Технологии нефтегазовых месторождений»

Гомель, 27 октября 2023 года

«Залежи с высоковязкой нефтью»



Актуальность

В связи с истощением активно разрабатываемых в настоящее время месторождений нефти, нефтегазодобывающие компании уделяют все больше внимания методам разработки высоковязких залежей.

Цель работы

Повышение эффективности разработки залежей высоковязкой нефти на основе комплекса технологий воздействия на пласт.

Результаты исследования

Залежи с высоковязкой нефтью представляют собой месторождения, содержащие нефть с высокой вязкостью. Вязкость нефти определяет её способность течь и подвергаться деформации при приложении усилий. Высоковязкая нефть обладает высокой вязкостью, что делает её труднодоступной для обычных методов добычи и требует использования специальных технологий.

Эти залежи представляют собой вызов для индустрии нефтедобычи из-за ряда проблем, связанных с их сложной консистенцией. Высокая вязкость затрудняет движение нефти через пласт и препятствует её обтеканию скважин. Это приводит к снижению скорости добычи и увеличению затрат на добычу.



Рисунок 1 — Применение ПАВ

Для эффективной разработки залежей с высоковязкой нефтью применяются специальные технологии. Одним из таких методов является технология термокаталитического крекинга. В этом процессе нефть подвергается нагреву и процессу разложения при наличии катализаторов, что позволяет снизить вязкость нефти и облегчить её добычу.

Другим подходом к добыче нефти с высокой вязкостью является применение методов химической иньекции. Химические вещества, как, например, полимеры, иньектируются в пласт для снижения вязкости нефти и облегчения её движения к скважинам.



Рисунок 2 — Термогазовый метод

Шатон Владислав, группа HP-51
shatonvlad@gmail.com

Залежи с высоковязкой нефтью обладают заметным потенциалом в сфере добычи и могут играть важную роль в энергетическом секторе. Разработка таких месторождений требует совершенствования технологий и методов, но при этом может принести значительную выгоду.

Одно из преимуществ залежей с высоковязкой нефтью заключается в их относительной стабильности и надежности по сравнению с другими типами месторождений. Это может обеспечить устойчивую добычу в течение длительного времени.

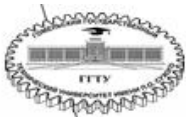
Кроме того, разработка залежей с высоковязкой нефтью открывает перспективы для развития новых технологий и инноваций в области нефтедобычи. Разработка эффективных методов добычи таких месторождений может привести к созданию прогрессивных технологий, а также способствовать развитию экономики и устойчивому снабжению энергией.

Заключение

Залежи с высоковязкой нефтью представляют особый тип месторождений, требующий специализированных технологий и методов для успешной разработки. Эффективная добыча таких месторождений может обеспечить надежный источник энергии, а также стимулировать развитие новых технологий в области нефтедобычи. Несмотря на сложности, связанные с добычей залежей с высоковязкой нефтью, их разработка является перспективной и имеет значительный потенциал для развития нефтяной промышленности.

Список литературы

- Надилов Н. К. Высоковязкие нефти и природные битумы. Характеристика месторождений. Принципы оценки ресурсов 5 т. — Алматы: Гылым, 2001. — 337 с.
- Хамидуллина А. И., Ибраимова Д. А. Влияние термических и каталитических методов добычи на состав и свойства извлекаемой нефти // Вестник Казанского технологического университета — 2015 — Т. 18. — № 9. — С. 124–128.



II СТУДЕНЧЕСКАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ТЕХНОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В МИРЕ

Яковенко Валерия, группа НР-51
yakovenkoffox09022002@gmail.com



АКТУАЛЬНОСТЬ

Наблюдается общий тренд увеличения себестоимости добычи нефти, как в России, так и во всем мире. Он вызван не только разработкой месторождений с ухудшенными фильтрационно-емкостными характеристиками пласта, на которых необходимо проводить дополнительные стимуляции притока, но и увеличением эксплуатационных затрат при разработке месторождений на поздних стадиях, характеризующихся высокой обводненностью продукции.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Анализ увеличения себестоимости добычи нефти в РФ и зарубежных компаниях.
Выявление основных причин роста себестоимости добычи нефти в РФ, и Беларуси.

РЕЗУЛЬТАТЫ

На диаграммах 1 и 2 представлены значения себестоимости добычи нефти крупнейших нефтяных российских и зарубежных компаний.

На месторождениях Западной Сибири себестоимость барреля нефти может составлять примерно 5 долларов США, а в Восточной – 15 долларов США. Самая дешевая нефть – 3 доллара США в Персидском заливе. Себестоимость добычи нефти на новых месторождениях может в 2-3 раза превышать себестоимость месторождений, расположенных на традиционных территориях

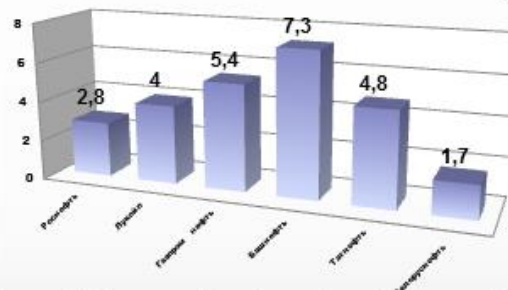


Диаграмма 1. Себестоимость добычи нефти крупнейших нефтяных компаний России и Беларуси

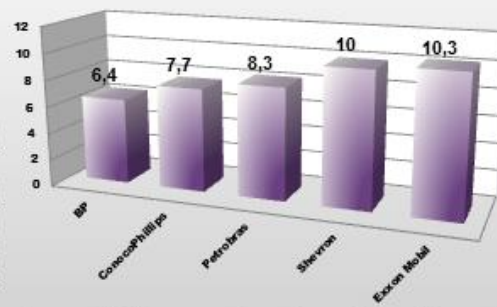


Диаграмма 2. Себестоимость добычи нефти крупнейших зарубежных нефтяных компаний

Такой высокий показатель может быть обусловлен ростом издержек, которые связаны с неравитой инфраструктурой, сложными климатическими условиями и геологическими характеристиками (глубокое залегание нефтеносных пластов, низкопроницаемые карбонатные коллектора и др.)

На текущий момент нефтедобывающая отрасль является одной из ведущих в структуре российской экономики, которая очень сильно реагирует на любые изменения в ней (высокая доля доходов от продажи нефти за рубеж, сумма налоговых отчислений в бюджет, сохраняющаяся зависимость между ценой на нефть и объемом ВВП РФ, поэтому крайне важно поддерживать состояние отрасли на высоком уровне, несмотря на объективные сложности, связанные как с геологическими, так и с технологическими вызовами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с выше изложенным, необходимо развивать универсальные подходы, которые независимо от категории разрабатываемых месторождений, величины нефтедобывающей компании и других факторов, способны обеспечить стабильный рост экономической эффективности нефтедобывающих компаний. Одним из таких гибких и универсальных направлений является внедрение энергоберегающих технологий и повышение энергоэффективности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Барков С.Л., Хавкин А.Я. Современные проблемы нефтедобычи // Нефть. Газ. Инновации. – 2012. - №8. - С.53-57
- Череповицян А.Е. Концептуальные подходы к разработке инновационноориентированной стратегии развития нефтегазового комплекса: Монография. СПб: СПГТИ, 2008. - 212 с.



Яроцкий Данила, группа НР51

Danila@mail.ru

«Нефтяные оторочки в низкопроницаемых карбонатных коллекторах»

Актуальность

Залежи с нефтяной оторочкой разрабатываются как газовые (газоконденсатные) залежи, если оторочка имеет не промышленное значение; как газо (газоконденсатно)-нефтяные — в случае её оценки в качестве промышленной.

Нефтяная оторочка — нефтяная часть газонефтяной, размеры и геологические запасы которой намного меньше газовой части двухфазной залежи. В зависимости от размеров нефтяные оторочки разделяют на промышленные и не промышленные.

Цель работы

Проанализировать эффективность выработки запасов нефтегазоконденсатных залежей с тонкими нефтяными оторочками.

Результаты исследований

Когда через оторочку пробурена вертикальная скважина, интервал контакта мал. Эта низкая площадь контакта с резервуаром и большой перепад давления, который связан с потоком в вертикальную скважину, означает, что такие скважины очень подвержены образованию конусов.

Продуктивность вертикальных скважин в резервуарах с тонкими нефтяным интервалом часто является предельной, особенно когда коэффициент подвижности неблагоприятен, а проницаемость низкая или умеренная. Та же проблема может преобладать, даже если тонкий нефтяной интервал ограничен сверху и снизу непроницаемой породой (не газом или водой).

В таких ситуациях, несмотря на то, что вертикальная скважина не страдает от конуса, она все же может иметь производительность, которая слишком низка, чтобы быть экономически эффективной.

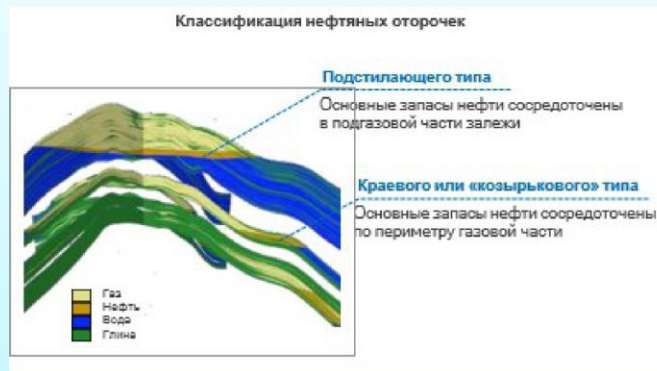


Рисунок 1 - Классификация нефтяных оторочек

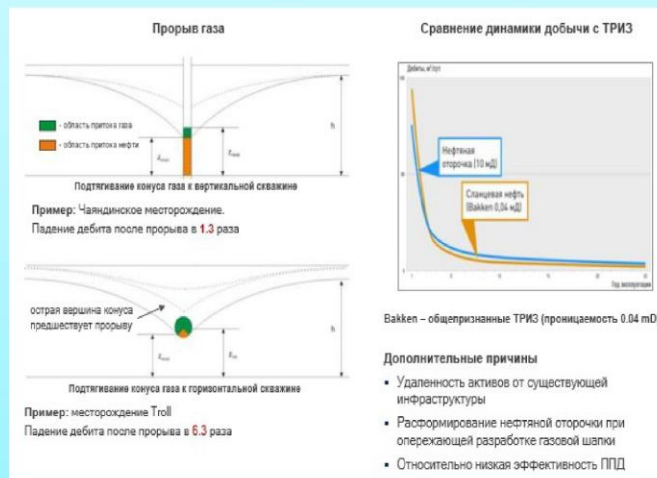


Рисунок 2 - Причины низкой эффективности нефтяных оторочек

Горизонтальные скважины могут значительно увеличить контакт скважины с коллектором и могут повысить производительность скважины более, чем в 5 раз по сравнению с вертикальными скважинами в резервуарах нефтяного месторождения.

Ранее в нефтегазе не слишком быстро развивали добычу нефти из оторочек, некоторые операторы часто расценивают присутствие оторочки под газовым резервуаром скорее как неприятность. Еще одним методом, основанным на модификации системы заводнения, является очаговое заводнение, при котором нагнетание воды в скважины проводится на отдельных выделенных участках нефтяного месторождения. Метод очагового заводнения позволяет изменять направление фильтрационных потоков в пласте и градиент давления на фронте вытеснения, что позволяет вовлечь в разработку менее проницаемые зоны пласта. Результаты промышленных испытаний этого метода показали, что в условиях неоднородности пластов, он позволяет повысить КИН за счет увеличения охвата пластов воздействием, вовлекая в разработку относительно малопродуктивные коллектора

Заключение

1. Приведена аналитическая модель расформирования нефтяной оторочки при разработке газовой шапки
2. Определены основные безразмерные параметры, влияющие на степень потери подвижных запасов нефти при разработке газовой шапки

Список литературы

1. Апулин Д.В. Повышение эффективности разработки нефтяных оторочек в низкопроницаемых коллекторах. / автореферат дисс. на соиск. степени канд. Наук. - Тюмень, ТюмГНГУ, 2013. — 24 стр.
2. Пархоменко Д. В., Схабицкий Г. А., Апасов Р. Т. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ КРАЕВЫХ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК НА РЕЖИМЕ ИСТОЩЕНИЯ. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - №3. - 2022. - С. 72-82.

Гомель, 27 октября 2023 года

Нефтепроводы Туркменистана



Актуальность

Сегодня добыча нефти в Туркменистане ведётся на пятнадцати месторождениях, среди которых такие известные, как Кумдаг, Котуртеле, Барсагельмес, Диярбекир, Челекен, Шатут, Небитлидже, Акпатлавук, Готурдепе.

Введение

Полным ходом идёт освоение богатых ресурсов Каспия. В разработке шельфовых месторождений Туркмении принимают участие малайзийская компания Petronas и американская Dragon Oil.

Нефтепроводы Туркменистана составляют глобальную нефтетранспортную систему страны, которая находится в ведении государственного концерна «Туркменнефть», деятельность которого оказывает существенное влияние на экономику Туркмении.



Результат исследования

Некоторые туркменские нефтепроводы имеют свои специфические особенности, связанные с углеводородным составом нефти. К примеру, на Каракумских нефтяных месторождениях в составе добываемой нефти содержится большое количество парафина, из-за чего она становится слишком вязкой и её транспортировка даже в условиях горячего климата затруднительна и представляет собой довольно сложную задачу. Прогретую нефть приходится транспортировать по теплоизолированным нефтепроводам относительно небольших диаметров.

Заключение

Изоляция нефтепроводов в Туркмении при помощи продукции компании ТИАЛ получается высококачественной и хорошо зарекомендовавшей себя на конкретных объектах. Компания ТИАЛ предлагает не только купить манжеты для изоляции стыка нефтепровода, но и провести все необходимые мероприятия, включающие выезд специалистов, обучение и аттестацию изоляторов.