

Министерство образования Республики Беларусь  
Гомельский государственный технический университет им. П.О. Сухого  
Машиностроительный факультет  
Кафедра «Нефтегазозаготовка и гидропневмоавтоматика»

# Студенческая научная конференция «Технологии нефтегазовых месторождений»

СБОРНИК СТЕНДОВЫХ ДОКЛАДОВ

Гомель, 2022

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 гидродневноавтоматика» ; под общ. ред. А. Б. Невзоровой. – Гомель : ГГТУ им. П.О. Сухого, 2022. – 15 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

Редакционная коллегия:

*А. Б. Невзорова, Г. В. Петришин,*

*Т. В. Атвиновская, О. К. Абрамович*

© Оформление. ГГТУ им. П.О. Сухого, 2022

# Содержание

<u>Машечко Елизавета. Перспективы нефтегазоносности пород кристаллического фундамента на территории Припятского прогиба .....</u>	<u>4</u>
<u>Бусел Никита. Применение инновационных буровых растворов .....</u>	<u>5</u>
<u>Саркисян Адель. Текущий статус и развитие гидроразрыва пласта в Республике Беларусь.....</u>	<u>6</u>
<u>Твердов Егор. Улучшение состава химических композиций для ПАВ-полимерного заводнения.....</u>	<u>7</u>
<u>Маршков Станислав. Повышение качества бурения и предупреждение появления аварий в скважине путем внедрения циркуляционного переводника.....</u>	<u>8</u>
<u>Чернецкий Павел. Гидроразрыв пласта с заполнением созданных трещин расклинивающим материалом.....</u>	<u>9</u>
<u>Авласенко Игорь. Цементирование горизонтального участка скважины с вращением обсадной колонны.....</u>	<u>10</u>
<u>Симогостицкий Дмитрий. Коррозия трубных сталей насосно-компрессорных труб с различным содержанием хрома при нефтегазодобыче.....</u>	<u>11</u>
<u>Кисель Владислав. Лабораторные исследования нетрадиционных коллекторов Речицкого месторождения.....</u>	<u>12</u>
<u>Борис Битнер. Перспективы электрификации буровых установок.....</u>	<u>13</u>
<u>Акыев Даянч, Аразов Тойджан. Перспективы развития нефтегазоносности Туркменистана.....</u>	<u>14</u>
<u>Рейимов Ахуджан. Развитие цифровых инноваций в нефтегазовой индустрии Туркменистана.....</u>	<u>15</u>



Доклад на тему:  
«ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОРОД КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО  
ФУНДАМЕНТА НА ТЕРРИТОРИИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА»



Машечко Елиавета, группа НР-51  
liza.mashechko@mail.ru

### Актуальность

Истощение запасов углеводородов в традиционных коллекторах нефтегазовых регионов обуславливает необходимость открытия новых месторождений нефти и газа как в старых районах с хорошо развитой инфраструктурой, так и в новых. Открытие в последние годы значительных по запасам месторождений нефти и газа в породах кристаллического фундамента во многих регионах – свыше 450 месторождений в 54 нефтегазоносных бассейнах мира – вызывает серьезный интерес к этому объекту у геологов всего мира.

### Цель работы

Целью данной работы является поиск новых месторождений в породах кристаллического фундамента, а так же повышение нефтегазоносности пород на территории Припятского прогиба в целом.

### Результаты исследования

Современные представления о строении поверхности фундамента Припятского прогиба и сопредельных территорий основываются на результатах геофизических исследований методами сейсморазведки, гравиразведки, электроразведки, магниторазведки и данных глубокого бурения (рисунок 1)..

На сегодняшний день в процессе бурения породы кристаллического фундамента вскрыты более 344 скважинами. В пределах Северо-Припятского тектонического плеча, в первую очередь с позиций перспектив нефтегазоносности, наибольший интерес представляют участки, примыкающие непосредственно к краевому разлому [1]. Наличие пород-коллекторов подтверждено и в пределах Северо-Припятского сбросово-блокового уступа [2].

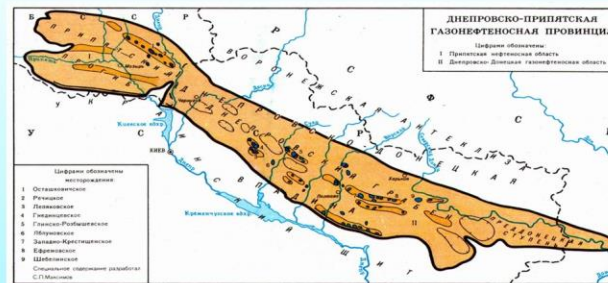


Рисунок 1 — Карта нефтегазоносности Припятского прогиба

Тут пробурен ряд скважин, которые подтвердили наличие и битуминозность керна пород кристаллического фундамента (рисунок 2). Данное обстоятельство, а именно промышленная нефтеносность пород осадочного чехла, говорит о перспективе нефтегазоносности в породах кристаллического фундамента данной

По результатам бурения и исследований в скважине в колонне притока не было получено [3]. В связи с малой изученностью пород кристаллического фундамента Центрального грабена однозначное заключение о перспективах фундамента выдать не представляется возможным.

Основными предпосылками поисков залежей углеводородов в породах кристаллического фундамента Припятского нефтегазоносного бассейна являются:

- промышленная нефтегазоносность пород осадочного чехла;
- признаки нефтегазопроявлений в породах кристаллического фундамента.;
- притоки пластовой воды в открытом стволе и колонне;
- наличие кор выветривания в верхней части разреза и разуплотненных интервалов в ненарушенной части пород кристаллического фундамента, обладающих благоприятными фильтрационно-емкостными свойствами;
- тектоническая активность региона, способствующая формированию высокопродуктивных зон генерации углеводородов [1].



Рисунок 2 — Образцы керна с включениями битуминозной нефти

### Заключение

Таким образом при помощи новейшей технологии исследования детализационным сейсморазведочным методом 3D толщи кристаллического фундамента могут быть обнаружены новые месторождения углеводородов на перспективных участках, что поможет повысить дебит нефти и газа на территории Республики Беларусь.

### Список литературы

1. Коротеева, О.В. Перспективы нефтегазоносности пород кристаллического фундамента на территории Припятского прогиба / О.В. Коротеева – Нефтяник полясья. – 2021. – Вып. 2. – С. 72.
2. Грибик, Я.Г. Перспективные горизонты кристаллического фундамента старых месторождений нефти припятского прогиба/ Я.Г. Грибик – Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти, 8-е Кудрявцевские чтения. – М.: ЦГЭ: - 2010.
3. Гузик, С.Н. Перспективы нефтегазоносности Припятского прогиба с позиций абиогенного синтеза углеводородов/С.Н. Гузик – Літасфера, № 1 (38). – Минск: 2013. – 123-134 с.





Доклад на тему:  
**ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**



Бусел Никита, группа НР-51  
bus.nikita@mail.ru

**Актуальность**

От буровых растворов во многом зависит качество строительства скважин. В том числе насколько хорошо будет проведено вскрытие продуктивного пласта, поскольку это первая технологическая жидкость, вступающая во взаимодействие с вновь вскрываемой породой. В первую очередь раствор нужен для выноса выбуренной породы из ствола и забоя. Он выполняет и ряд других функций: охлаждение и смазывание бурового инструмента в забое, укрепление стенок скважины и понижение фильтрации, передача энергии жидкости на забойный инструмент

**Цель работы** является анализ работоспособности новых буровых растворов на основе применяемого раствора на предприятии «Белоруснефть».

**Результаты исследований**

Исследование буровых растворов, применяемых в «Белоруснефти», особенностей бурения и геологического разреза Припятского прогиба, позволили ученым Белоруснефти продолжить для внедрения ряд перспективных рецептур для решения проблем сальникообразования, осыпания ствола скважины и обвалов при бурении надсолевого комплекса. В результате разработок был предложен модифицированный тип бурового раствора ОМС-М, позволивший ускорить процесс бурения надсолевых комплексов на скважинах месторождений объединения «Белоруснефть». Также зафиксировано снижение объема используемого бурового раствора по сравнению с аналогичными условиями. Приведем сравнительный анализ новых буровых растворов в таблице 1.

**Таблица 1- Сравнительная характеристика буровых растворов**

Раствор	ОМС-М	DIFS	DRILAKS
Состав	Раствор на основе органоминерального сырья	Полимерный раствор на водной основе	Раствор на основе минерального масла
Условия применения	Бурение надсолевых комплексов	Бурения глубоких надсолевых комплексов	Бурение в терригенных породах
Улучшения	Сокращение сроков строительства скважин за счет снижения сальникообразования и набухания глинистых отложений.	На четверть снизились затраты времени на проработку ствола скважины. Количество профилактических СПО уменьшилось до двух.	Увеличение механической скорости проходки. Повышение качества процесса бурения.

**DIFS**

Абсолютно новый, ранее не применявшийся на месторождениях Беларуси, ингибирующий полимерный буровой раствор на водной основе. получено общее ускорение сроков строительства на 10 суток, DIFS показал высокую эффективность в полевых условиях.

**DRILAKS**

При создании DRILAKS использовались химические реагенты для растворов на углеводородной основе от ведущих зарубежных и отечественных производителей.

**Заключение**

Внедрение новых эффективных растворов существенно улучшает качество проведения буровых работ, сокращает затраты при строительстве наиболее сложных скважин, что безусловно отразится на повышении эффективности добычи нефти в будущем.

**Список литературы**

1. Соснок, А.В. Раствор инноваций/ А.В. Соснок– Нефтяник польсесья. – 2021. – Вып. 2. – С. 35.
2. Н. И. Крысин, Т. Н. Крапивина. Разработка и совершенствование составов буровых растворов, технологий и технических средств первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов: Монография / Н. И. Крысин, Т. Н. Крапивина. - М.: Инфра-Инженерия, 2018. - 340 с.





## Доклад на тему «ТЕКУЩИЙ СТАТУС И РАЗВИТИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ»

Саркисян Адел, группа НР-51  
adel.sarkisyan99@gmail.com



### Актуальность

За последние несколько лет гидравлический разрыв пласта (ГРП) стал основным методом интенсификации притока нефти в Республике Беларусь. Все большее количество скважин подвергается данному «агрессивному» методу воздействия, при этом ежегодно увеличивается вариативность технического заканчивания и геологической сложности промышленных скважин для ГРП.

### Цель работы

Целью данной работы является оценка применяемых, а также новых технологических методов для улучшения ГРП для увеличения дебита скважин на территории Республики Беларусь.

### Результаты исследования

Основной особенностью месторождений нефти Республики Беларусь является крайне высокое отличие упруго-механических и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов в пределах одной залежи, зачастую данные свойства отличны даже на двух соседних скважинах. В связи с высокой степенью изменчивости отсутствует возможность применения одних и тех же подходов к дизайну ГРП и проведению работ даже в пределах одной залежи. Для каждого конкретного объекта выполняется подбор технологии проведения ГРП и основных параметров закачки (фракция, масса и концентрация используемых пропантов, расход нагнетания, рецептура жидкости разрыва).

Для моделирования ГРП в Республике Беларусь используется симулятор FracPro, который позволяет выполнять качественное моделирование процесса при работе с одностадийными скважинами

. При увеличении количества создаваемых трещин, а также сложности геологического строения моделирования снижается, однако позволяет выполнить необходимые для анализа расчеты (рис.1).

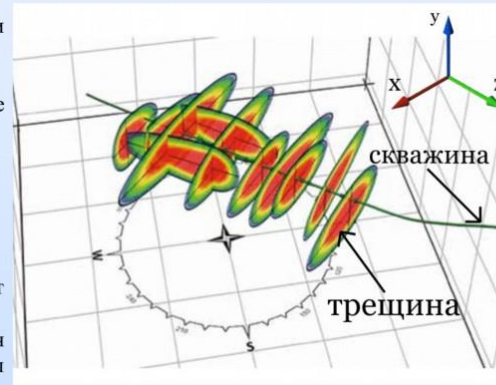


Рисунок 1 — Образец моделирования ГРП в симуляторе FracPro

Технологии и технологические решения. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» имеет ряд технологий и технологических решений при проведении ГРП, разработанных и осуществляемых собственными силами. В настоящий момент наша компания имеет опыт в использовании следующих технологий и технологических решений ГРП:

- ГРП с контролем геометрии трещины, в т. ч. многообъемный ГРП;
- кластерный ГРП; многостадийный ГРП на многопакерных муфтовых компоновках ball&drop;
- многостадийный ГРП по технологии Plug&Perf;
- ГРП с использованием маловязких и нетрадиционных жидкостей;
- гибридный ГРП;
- кислотно-пропантный ГРП;
- кислотный ГРП;

Имеющийся спектр технологий позволяет решать поставленные задачи по повышению эффективности ГРП в Республике Беларусь, придает необходимую гибкость и вариативность для оптимальной разработки трудноизвлекаемых запасов. Однако, несмотря на достигнутые результаты, нужно и дальше продолжать развитие, т. к. с ухудшением состояния ресурсной базы, увеличивающейся сложностью технического состояния и геологических условий скважин-кандидатов под ГРП/КГРП требуются новые технологические решения.

### Заключение

Для дальнейшего развития имеющихся подходов в целях повышения технологической и экономической эффективности необходимы наработка опыта и выполнение специализированных лабораторных и полевых исследований. После получения достаточного количества информации для анализа необходима качественная геолого-технологическая оценка влияния параметров дизайна ГРП на эффективность работ в различных условиях. Абсолютным условием развития технологии ГРП является проведение комплекса исследований на сложных объектах, например микросейсмического мониторинга при ГРП (наземный, скважинный). Данные исследования должны помочь с пониманием фактического азимута развития трещин, расчетом объема стимулируемых зон, расчетом создаваемых полудлин и высот трещин, зависимостью предыдущих факторов от технологических решений (расхода нагнетания, вязкости и свойств ЖР, массы и фракций закачиваемого пропанта) в различных геолого-технических условиях.

### Список литературы

1. Yen W. Polyacrylamides. / W. Yen, A. T. Coscia, S. I. Kohen // Enhanced Oil Recovery. II. Process and Oper. – Amsterdam, 1989. – P. 189–218.
2. Каневская Р.Д. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи / Р.Д. Каневская, И.Р. Дияшев, Ю.В. Некипелов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 5. – С. 44–46.
3. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. Third Edition. – USA, NY: Wiley, 2000. – 750 p.





### Доклад на тему:

## «Улучшение состава химических композиций для ПАВ-полимерного заводнения»

Твердов Егор, группа НР-51  
roger.manstar@mail.ru



### Актуальность

В последнее время активно развиваются химические методы увеличения нефтеотдачи, среди которых наибольший интерес представляет технология щелочь-ПАВ-полимерного заводнения, в том числе ее различные модификации. Данный метод заключается в комплексном воздействии на нефтяные залежи водными растворами щелочей, ПАВ и полимеров с целью улучшения макроскопического и микроскопического вытеснения нефти за счет соответственно увеличения и снижения межфазного натяжения.

### Цель работы

Провести анализ испытаний ПАВ-полимерного заводнения для выбора оптимального состава, удовлетворяющего условие разработки

### Результаты исследования

Возможность вытеснения нефти растворами ПАВ в основном прогнозируется на основании их способности уменьшать капиллярные силы, повышая тем самым значения капиллярного числа, характеризующего соотношение между вязкими и капиллярными силами. Выбор компонентов химической композиции в каждом конкретном случае производится с учетом геологических особенностей обрабатываемой нефтяной залежи. Скрининговые исследования ПАВ проводятся в несколько стадий и носят итерационный характер с целью получения наиболее оптимизированной композиции. Поэтому на начальном этапе был выполнен

предварительный отбор нескольких марок коммерческих ПАВ (таблица 1), которые имели хорошую растворимость и совместимость с пластовой и закачиваемой водами при комнатной и пластовой температурах.

Таблица 1. Технические характеристики исследуемых промышленных образцов ПАВ.

№	Наименование образца	Тип ПАВ	Химическая структура	Активное вещество, %
1	AGES-1	Анионный	C <sub>12-14</sub> -alkyl alkoxy glyceryl ether sulfonate, sodium salt	33
2	AGES-2	Анионный	C <sub>12-14</sub> -alkyl alkoxy glyceryl ether sulfonate, sodium salt	36
3	AGES-3	Анионный	C <sub>12-14</sub> -alkyl alkoxy glyceryl ether sulfonate, sodium salt	34,6
4	AEC	Анионный	C <sub>12-14</sub> -alkyl ether carboxylate, sodium salt	42
5	AES	Анионный	C <sub>12-14</sub> -alkyl ether sulfate, sodium salt	57

Следующим этапом являлось исследование фазового поведения растворов ПАВ в контакте с нефтью при различных значениях солености. Важным параметром при выборе ПАВ для технологии ASP заводнения является способность при определенных условиях образовывать микроэмульсию. На следующем этапе исследований оптимизировали концентрацию ПАВ по критерию максимального снижения МФН на границе с нефтью целевого объекта. По результатам исследований выбирается ПАВ обладающий лучшими показателями для данного условия разработки. Использование полимеров в составе композиции ПАВ обусловлено необходимостью контроля подвижности на фронте вытеснения нефти из-за низкого МФН и эффекта изменения характера смачиваемости. В противном случае фронт вытеснения будет неравномерным, и раствор ПАВ вследствие преждевременного прорыва к добывающим скважинам будет выполнять непроизводительную работу. Выбор высокомолекулярных полимеров обусловлен, в первую очередь, высокой проницаемостью пород коллектора и высокой вязкостью пластовой нефти. Использование полимеров с низкой молекулярной массой потребует повышения концентрации для достижения целевой вязкости раствора

### Заключение

Полученные результаты фильтрационного эксперимента воспроизводили на линейных 1D моделях (рисунок 1). По результатам выполненных исследований разработана эффективная ПАВ-полимерная композиция, обладающая сверхнизкими значениями межфазного натяжения и образующая устойчивые среднефазные микроэмульсии при взаимодействии с нефтью.

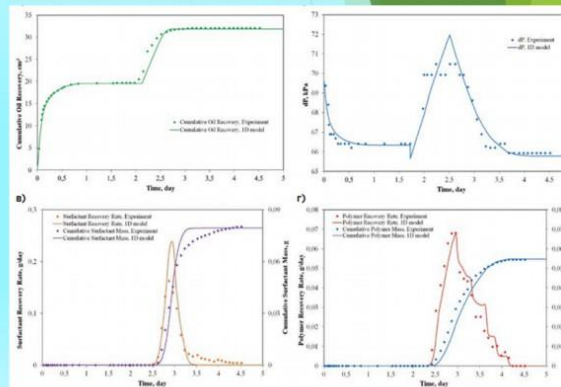


Рисунок 1 – Линейные 1D модели

### Список литературы

1. Lake, L. W., Johns, R., Rossen, B., Pope, G. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. 2014.
2. Thomas, A. Polymer flooding. In Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) - a Practical Overview. Edited by L. Romero-Zerón. InTechOpen, 2016.
3. Hirasaki, G., Miller, C. A. Puerto, M. Recent advances in surfactant EOR // SPE J. – 2011. – 16 (4). –P. 889–907.





## Доклад на тему: «ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА БУРЕНИЯ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОЯВЛЕНИЯ АВАРИЙ В СКВАЖИНЕ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ ЦИРКУЛЯЦИОННОГО ПЕРЕВОДНИКА»

Маршков Станислав, группа НР-51  
Marshkov.stas@yandex.ru



### Актуальность

Исследуется повышение эффективности при бурении нефтяных скважин. В данной статье описаны виды и причины появления аварий и их предупреждение.

Ключевые слова: бурение, предупреждение аварий, безопасность, безопасность эксплуатации скважин.

### Цель работы

Адаптировать технологию циркуляционного переводника при бурении скважины с целью последующего предотвращения появления аварии на забое скважины.

### Результаты исследований

Одним из самых главных рисков для всех вовлеченных в процесс строительства скважин является поглощение бурового раствора. Трещиноватые, кавернозные породы с повышенной проницаемостью – потенциально поглощающие объекты и поэтому эта проблема очень актуальна.

Циркуляционный переводник серии DECS буровой колонны относится к устройствам подачи жидкости в ствол скважины. Его задача — повышение надежности, управления траекторией подачи жидкости, уменьшение гидравлических потерь, повышение эксплуатационных характеристик и борьба с авариями.

Переводник циркуляционный (клапан) — служит для борьбы с поглощениями бурового раствора. Он позволяет переключать напор жидкости из внутреннего пространства колонны в затрубное при бурении скважин, устанавливается в КНБК.

Управление переводником осуществляется без проведения СПО при помощи управляющих шаров, забрасываемых внутрь колонны на поверхности и доставляемых к переводнику потоком бурового раствора.



Рисунок 1 — Виды аварий при бурении

Переводник рекомендован для постоянного включения в КНБК в качестве профилактической меры по устранению рисков проявления аварийных ситуаций и используется в случаях:

- закачка кольтационных и тампонажных материалов в зоны поглощения промывочной жидкости, прокачивание которых через нижележащие элементы НБК не рекомендуется;
- улучшенная очистка ствола скважины;
- кислотные обработки, включая работы по устранению аварий, связанных с прихватом инструмента.



- 1 — корпус с двумя портами;
- 2 — поршень; 3 — пружины;
- 4 — посадочная втулка шара;
- 5 — элеваторный переводник;
- 6 — шароуловитель

Рисунок 2 — Циркуляционный переводник

- Возможности циркуляционного переводника позволяют:
1. закачивать тампонажные растворы с инертными наполнителями в зону поглощения бурового раствора;
  2. увеличить скорость потока бурового раствора в затрубном пространстве при бурении горизонтальных скважин для более эффективного удаления бурового шлама;
  3. проводить технологические операции, связанные с заменой растворов, отбором керна, освоением скважин после проведения гидроразрыва пласта.

### Заключение

Таким образом, использование ЦП позволяет выделить его преимущества: экономия материальных средств позволяет избежать до пяти циклов спускоподъемных операций; циркуляционные отверстия переводника автоматически закрываются при прекращении работы бурового насоса, предотвращая обратный переток промывочного или тампонажного раствора в полость буровой колонны; увеличивается ресурс работы долота и забойного двигателя за счет исключения их из процесса промывки и химической обработки пласта

### Список литературы

1. Арий при бурении скважин на нефть и газ. — М.: ВНИИОЭНГ, 2015. — 26 с.
2. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. — М.: Недра, 2009. — 279 с.
3. Винниченко В.М., Гончаров А.Е., Максименко Н.Н. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении разведочных скважин. — М.: Недра, 2015. — 170 с.
4. Инструкция по техническому расследованию и учету аварий и инцидентов на опасных производственных объектах ОАО «Газпром», подконтрольных госгортехнадзору России / ВРД 39-1.2-054-2002. — М., 2010. — 46 с.





## Доклад на тему: «ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА С ЗАПОЛНЕНИЕМ СОЗДАННЫХ ТРЕЩИН РАСКЛИНИВАЮЩИМ МАТЕРИАЛОМ»



Чернецкий Павел, группа НР-51  
pasha.chernetskiy@mail.ru

### Актуальность

По мере эксплуатации месторождений, что может продолжаться 20 и более лет, пластовое и устьевое давление, а соответственно и дебит скважин снижаются. В таком случае для интенсификации добычи углеводородов применяют специальные методы: гидроразрыв пласта с заполнением созданных трещин расклинивающим материалом (крупнозернистым песком), дополнительную перфорацию скважин и др. Такие же технологии применяют, для месторождений с ухудшенной структурой коллекторов, характеризующихся наличием застойных зон.

### Цель работы

Целью данной работы является рассмотрение гидроразрыва пласта с заполнением созданных трещин расклинивающимся материалом и анализ основных этапов этого процесса.

### Результаты исследования

Процесс гидроразрыва пласта заключается в создании трещин в породах призабойной зоны воздействием повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. При повышении давления в породах пласта образуются новые или расширяются имеющиеся трещины [1].

Перед началом выполнения ГРП проводится серия проверок, чтобы убедиться, что скважина и оборудование находятся в исправном состоянии и выдержат давление и скорость нагнетания жидкости. Минимальные требования к строительству скважин определяются государственными регулирующими органами, чтобы гарантировать безопасность любого способа проведения ГРП для работы и окружающей среды [2].



Рисунок 1 — Результат проведения работ по гидроразрыву пласта

Типичная программа гидравлического разрыва будет следовать следующим этапам [3]:

**Первичный этап:** также называется кислотный, обычно это накачивание смеси воды с разбавленной кислотой, такой как соляная кислота. Это служит для удаления мусора, который может присутствовать в стволе скважины, обеспечивая свободный путь для жидкостей гидроразрыва, чтобы получить доступ к пласту.

**Этап прокладки:** партия несущей жидкости без расклинивающего наполнителя, которая используется для разрушения пласта и инициирования гидравлического разрыва пласта-мишени.

**Этап пропанта.** На этой стадии смесь воды и песка подается в ствол скважины. Пропант останется в пласте, как только давление снизится, и «пропеллер» откроет сеть трещин. Таким образом, поддерживается повышенная проницаемость, создаваемая программой гидроразрыва.

**Этап промывки:** объем свежей воды закачивается в ствол скважины, чтобы вымыть излишки расклинивающего наполнителя, которые могут присутствовать в стволе скважины.



Рисунок 2 — Образцы пропанта

### Заключение

Промышленная практика показывает, что производительность скважин после ГРП увеличивается, иногда, в несколько десятков раз. Это свидетельствует о том, что образованные трещины соединяются с существовавшими ранее, и приток жидкости к скважине происходит из отдаленных, изолированных от скважины до применения ГРП, высокопроизводительных зон

### Список литературы

1. Васильев Владимир Андреевич, Верисокин Александр Евгеньевич Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 6. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/gidrorazryv-plasta-v-gorizontalnyh-skvazhinah>
2. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учеб. пособие / Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, И. С. Матишин, М. Г. Гейхман, Н. В. Инюшин; под ред. Г. П. Зозули. — М.: Академия, 2009. — 176 с.
3. Сучков Б. М. Интенсификация работы скважин. — Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2007. — 612 с.



## Доклад на тему: «ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА СКВАЖИНЫ С ВРАЩЕНИЕМ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ»

Авласенко Игорь, группа НР-51  
igoravl25@gmail.com



### Актуальность

Применение горизонтального бурения в традиционных коллекторах Припятского прогиба позволило существенно повысить нефтеотдачу пластов. Размещение цементной оболочки вокруг обсадной колонны играет решающую роль в разобщении пластов между собой.

### Цель работы

Целью данной работы является обеспечение устойчивости цементного камня, обеспечение полноты заполнения тампонажным раствором кольцевого пространства.

### Результаты исследования

До настоящего момента в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» отсутствовали как опыт цементирования протяженных горизонтальных стволов, так и рецептуры тампонажных растворов, устойчивых к повышенным давлениям.

Наиболее эффективным способом повышения вытеснения бурового раствора тампонажным является вращение обсадной колонны при цементировании[1].

Вращающаяся колонна создает спиральное движение цементного раствора, что позволяет вытеснить буровой раствор из узкого бока кольцевого пространства (рисунок 1).

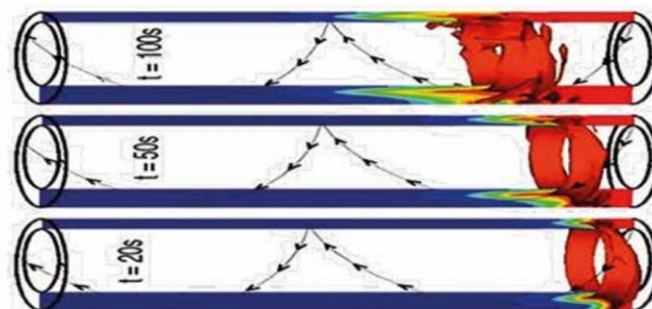


Рисунок 1 — Спиральное движение цементного раствора при вращении обсадной колонны

Вращение обсадной колонны вносит дополнительные требования к обсадным трубам. Выбор обсадных труб должен осуществляться с учетом максимального крутящего момента в процессе цементирования.

Оценка качества цементирования горизонтальных стволов производилась методами акустической цементометрии и методом гамма-гамма цементометрии.

На скважине, на которой цементирование производилось без вращения обсадной колонны, коэффициент качества цементирования составил  $K_{ц} = 0.64$ . Это неудовлетворительный результат, который подтверждает необходимость вращения обсадной колонны в процессе цементирования.

А на скважине, где применялась технология цементирования с вращением обсадной колонны, коэффициент качества цементирования составил  $K_{ц} = 0.97$ [2].

### Заключение

Разработанная учеными рецептура тампонажного раствора с упругими свойствами цементного камня позволит более качественно проводить цементирование нефтяных скважин. Технология вращения обсадной колонны в процессе цементирования показала на практике хороший контакт и создание равномерной плотности среды за обсадной колонной. Разработанная технология рекомендуется в качестве стандартной для скважин с протяженным горизонтальным окончанием.

### Список литературы

1. Д.В.Порошин, С.В.Лелявский, Д.В.Пилипчук, В.В.Пологеенко Обеспечение долгосрочной целостности крепи горизонтальных скважин в традиционных коллекторах с освоением методом многостадийного гидроразрыва пласта по технологии Plug&Perf // Журн. Нефтяник Полесья. – 2022. - №2 (42). – С. 98-107.
2. ISO/DIS 10426-2 Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing. – Part 2: Testing of well cements. – Geneva, Switzerland: ISO, 2009.





## Доклад на тему «КОРРОЗИЯ ТРУБНЫХ СТАЛЕЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ С РАЗЛИЧНЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ХРОМА ПРИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ»

Симогостицкий Дмитрий, группа НР-51  
Dsimgostickij\_01@mail.ru



### Актуальность

В настоящее время большинство месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» находятся на поздней стадии разработки, для которой характерна высокая обводненность продукции скважин. Одной из основных задач в таких условиях является поиск инженерных решений, направленных на предупреждение коррозии подземного оборудования в процессе добычи нефти. В условиях эксплуатации добывающих скважин месторождений РУП «ПО «Белоруснефть» подземное оборудование подвержено электрохимической жидкостной углекислотной коррозии, при этом коррозионному разрушению подвергается, главным образом, внутренняя поверхность насосно-компрессорных труб (НКТ). Средний показатель скорости локальной коррозии в условиях коррозионно-агрессивных сред месторождений Беларуси составляет 2-3 мм/год.

### Цель работы

Определить на основании результатов влияние элементного состава, микроструктуры и способа термообработки на коррозионные и эксплуатационные свойства в условиях коррозионно-агрессивных скважинных сред месторождений НГДУ «Речицанефть».

### Результаты

Сталь	Вид повреждения	Степень поражения
32Г1А	питтинги и язвы	95%
18Х3МФБ	общая коррозия	35-40%
32ХГ	общая коррозия	90%
13Cr	Не выявлены	

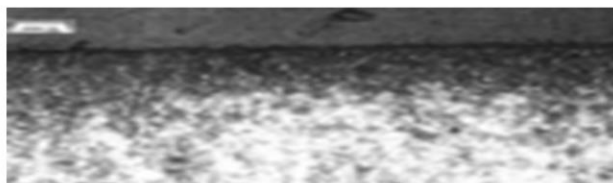


Рисунок 1 – Морфология поверхности ОСК 32ХГ P110 API 5CT

Стендовые испытания для определения коррозионной стойкости предоставленных трубных сталей проводились в соответствии с требованиями стандартов ASTM D513, ASTM D3370, ASTM G1, ASTM G46, NACE TM0169 на установке, моделирующей скважинные условия (рис. 1). Данная установка соответствует требованиям, предъявляемым стандартами к лабораторному оборудованию для проведения коррозионных испытаний, и обеспечивает: поддержание заданной температуры рабочей среды; создание и поддержание заданного давления в циркуляционном контуре; создание и поддержание заданного расхода рабочей среды; время непрерывной работы на установке не лимитируется.



Рисунок 2 – Схема установки «АА-КОНКОР»

### Вывод

Стендовые испытания позволили сократить временные и финансовые затраты на промышленные испытания, выбрать трубные стали (13Cr), обладающие повышенной коррозионной стойкостью в определенных условиях добывающих скважин месторождений НГДУ «Речицанефть».

### Список литературы

- Петров, С.С. Коррозионное разрушение металла нефтегазопроводных труб в процессе эксплуатации и при лабораторных испытаниях / С.С. Петров, Р.А. Васин, Ж.В. Князева // Нефтегазовое дело. – 2020. – №4. – С.102-112.
- Костицына, И.В. Исследование коррозионной стойкости материалов насосно-компрессорных и нефтегазопроводных труб на месторождениях ОАО «Лукойл» / И.В. Костицына // Инженерная практика. – 2011. – №11 – С.34-37.
- Dugstar, A. Fundamental aspect of CO2 metal loss corrosion. PART 1 / A. Dugstar // Mechanism CO2 and H2S metal loss corrosion: 10-year review, 2017. – P.1-18.





Доклад на тему:  
«ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ  
РЕЧИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»



Кисель Владислав, группа НР-51  
Vlad.kisel.14@mail.ru

### Актуальность

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

Предложены новые методы исследования нетрадиционных пород-коллекторов на основании сложностей, возникшие при проведении лабораторных экспериментов.

### Цель работы

Изучить комплекс современных методических подходов к проведению лабораторных исследований кернового материала нетрадиционных пород-коллекторов I–III пачек Речицкого месторождения с учетом специфики их формирования в пределах Припятской НГО.

### Результаты исследования

В целях получения максимально полной и достоверной информации при проведении лабораторных исследований керна (рисунок 1) была разработана и опробована единая схема отбора образцов, включающая несколько взаимосвязанных блоков: литологический, петрофизический, геохимический и геомеханический. Принципиально важным являлся отбор каждого образца на все виды исследований в одной и той же точке глубины.

Результаты исследований (флюидодинамическая модель) решает следующие задачи:

1. Максимальное извлечение легких углеводородов, находящихся в подвижном состоянии, из различных литотипов.
2. Разработка технологии десорбции, физически связанных с поверхностью твердой фазы, и извлечение их на поверхность (неподвижная нефть, содержащаяся в закрытых порах и сообщающихся порах, запечатанных смолистоасфальтовыми компонентами).
3. Разработка технологии воздействия на кероген в целях его деструкции и получения «синтетической» нефти.



Рисунок 1 — Образцы керна

На рисунке 2 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 (зеленый и красный цвет).

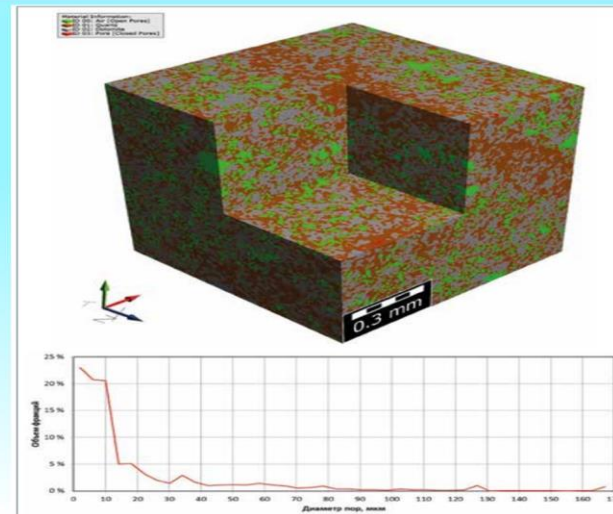


Рисунок 2 — 3D-модель образца литотипа 1 и диаграмма распределения пор по размерам

### Заключение

На основании вышеизложенного можно говорить о необходимости продолжать исследования нетрадиционных пород-коллекторов Припятской НГО, используя как традиционные, так и инновационные методы с учетом специфики отложений этого региона. Для выбора специальной технологии разработки данного объекта необходимо разработать 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 нем флюида (создание флюидодинамической модели).

### Список литературы

1. Макфи К., Рид Дж., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. М.: Институт компьютерных исследований, 2018. 924 с.
2. К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти. Билибин С.И., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Былевский А.Г., Юканова Е.А., Бачин С.И., Валова Л.Н., 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 ее использование для оценки ресурсного потенциала. – М.: ГЕОС, 2017, 247 с. 4. Заграновская Д.Е. и др. Строение протяженных резервуаров отложений доманиковой формации и методы их петрофизической интерпретации // Вестн. Моск. ун-та. Сер. Геология. 2015. № 5. С.120–132



Доклад на тему:

## “ПЕРСПЕКТИВЫ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ БУРОВЫХ УСТАНОВОК”

Битнер Борис, НР-51  
borisbitner@gmail.ru



### Актуальность

Важным событием 2020 г. для нашей страны стал запуск Белорусской атомной электростанции. Ее ввод позволил заметно уменьшить зависимость энергосистемы республики от импорта голубого топлива. В перспективе для реального сектора экономики будут снижены тарифы на электроэнергию. С пуском АЭС изменились направления развития энергетического сектора Беларуси. Не стоит в стороне и РУП ПО «Белоруснефть», где эксплуатируется много силового оборудования и потребление энергии постоянно растет. Реализация стратегии по увеличению использования электричества для предприятия белорусских нефтяников становится в ряд приоритетов. На производственных объектах планируется значительно увеличить количество технологического оборудования, подключаемого к внешним сетям. Конечно, после оценки экономической целесообразности и используя технические возможности собственной системы электроснабжения

### Цель работы

Целью данной работы является изучение перспектив электрификации буровых установок. Этому предшествовала большая подготовка. Поставленная задача решалась комплексно, а успешный результат зависел от слаженной работы всех задействованных структурных подразделений предприятия, отделов и служб Центрального управления.

### Результаты исследования

Снабдить электричеством буровой станок с его энергонасыщенным оборудованием, причем сделать это качественно и надежно — нелегкая задача, требующая порой нестандартных решений. Необходима развитая собственная сеть электроснабжения, а также достаточная мощность и пропускная способность внешних сетей. По потреблению электроэнергии тяжелые буровые установки сравнимы с фабрикой или заводом. Существенным фактором является и мобильность буровых, ведь завод стоит на месте, а буровые — нет. Окончив бурение, станок «переезжает» на новое место. Для энергетиков это означает начало нового цикла — от сбора исходных данных, анализа, получения технических условий, расчетов электрических сетей, их проектирования до выполнения строительно-монтажных работ, повторного использования электрооборудования и обеспечения готовности сети электроснабжения до начала строительства скважины. Задача стоит сложная, но электрификации — быть.

Сегодня на Гомельщине в местах, где «Белоруснефть» ведет бурение, нет достаточно мощных развитых сетей электроснабжения с напряжением 6/10 кВ. Это добавляет проблем энергетикам компании. Любой человек принимает за данность, что у него дома есть освещение, а в розетках — напряжение 220 В.



Рисунок 1. Электрифицированный APC-250

Сейчас в объединении «Белоруснефть» более 60% проходки все еще приходится на станки «Уралмаш». Но полученный первый положительный опыт бурения на электротяге в белорусском регионе говорит о целесообразности более активного применения современных буровых установок с частотно-регулируемым приводом, который позволяет регулировать скорость подачи бурового раствора на забой скважины. Хорошим примером этому является достигнутый эффект по экономии более 216 т дизтоплива при строительстве 19-й Карташовской по сравнению со скважиной №16 этой же площади, построенной еще с полноценным использованием дизель-генераторных установок. В 2020 г. буровыми станками на электротяге потреблено более 2 млн кВт·ч электроэнергии, пришедшей транзитом от собственных блок-станций «Белоруснефти». «С учетом перспектив наращивания генерации электрической энергии в Республике Беларусь такой способ бурения прочно займет свое место как наиболее технологичный, эффективный и при этом наименее затратный. До 2025 года предстоит обеспечить перевод всех буровых установок и станков для бурения боковых стволов на снабжение от внешних электрических сетей. Переход на электротягу потребует модернизации существующих распределительных электрических сетей, строительства новых магистральных линий электроснабжения напряжением 6/10 кВ. Впоследствии это положительно скажется на устойчивости системы электроснабжения нефтедобывающих промыслов. При реализации этого масштабного проекта применяется ряд технологий, которые также позволяют увеличить надежность электроснабжения объектов нефтедобычи».



Рисунок 2. Уралмаш – ЗД-86

### Заключение

Первым станком переведенным на внешние электрические сети стал Уралмаш -ЗД-86, и эффективно используется и по сегодняшний день. В настоящий момент бурение на электричестве ведётся на скважинах Карташовского, Северо-Домановичского, Молодушинского и Речицкого месторождения. Таким образом, с уверенностью можно сказать, что взят путь на электрификацию буровых установок.

### Список литературы

1. Глушков Анализ проблемы поиска альтернативы нефти и природному газу / Глушков, Александрович Владимир. - М.: Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2015. - 200 с.
2. Дьяконова, И. А. Нефть и уголь в энергетике царской России в международных сопоставлениях / И.А. Дьяконова. - М.: Российская политическая энциклопедия, 2015. - 296 с.
3. Иличевский, Александр Викторович Мистер Нефть, друг / Иличевский Александр Викторович. - М.: Время, 2015. - 358 с.
4. Каминский, Э.Ф. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты / Э.Ф. Каминский, В.А. Хавкин. - М.: Техника, 2016. - 384 с.





## Доклад на тему: «ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТУРКМЕНИСТАНА»



Ахмед Даянч. Аразов Тойджан.  
Группа НР-51

### Актуальность

На территории Туркменистана за 25 лет с целью поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений были проведены в значительных масштабах геофизические и буровые работы. В результате чего получена огромная дополнительная, существенно новая информация о геологическом строении её недр и открыто более 50 нефтяных и газовых месторождений, в перечне которых имеется супергигантское газовое месторождение - Южный Йолатань, занимающий второе место в мире.

Блок этих месторождений, включая и Яшлар, по своим геологическим запасам были подтверждены международной аудиторской компанией в 26,2 триллиона кубометров газа. Благодаря чему значительно увеличены суммарные начальные ресурсы углеводородов страны, надёжно укреплена сырьевая база для газодобычи на многие десятилетия и подтверждён статус Туркменистана как мировой энергетической державы, способной обеспечить гарантированные долгосрочные поставки природного газа зарубежным партнёрам, наращивая объёмы её добычи, экспорта и переработки.

### Цель работы

Определить на основании данных перспективы развития нефтегазоносности Туркменистана. Выявление преимущественных высокоперспективных зон для обнаружения нефтяных скоплений.

### Результат

В перспективе наращивания сырьевой базы нефтегазовой отрасли важная роль естественно принадлежит Государственной корпорации «Туркменгеология», осуществляющей геологоразведочные работы для решения задач отрасли по подкреплению сырьевой базы нефтегазодобычи на перспективу. Геологоразведочные работы проводятся на основе «Национальной программы социально-экономического развития Туркменистана на период 2011-2030гг.». Развитие отрасли предусматривает выполнения геологоразведочных работ на нефть и газ по наиболее приоритетным направлениям с наименьшими затратами.

Главным образом, преимущественно высокоперспективной для обнаружения нефтяных скоплений является Западный, газовых Восточный и Центральный регионы страны. *Западный Туркменистан* и национальный сектор Каспийского моря, которые, имея благоприятные термобарические условия геологического разреза, характеризуются относительно шадящими температурами даже на больших глубинах, важных с точки зрения сохранения углеводородов в жидком фазовом состоянии.



Рисунок 1- морская платформа на западе Туркменистана

В данном регионе закономерности пространственного распределения углеводородов свидетельствует о многоцикличности нефтегазогенерации геологической истории, что явилось главнейшим фактором, обеспечивающим многоэтапности нефтегазонасыщения (преобладанием жидкой фазы) в плиоценовых и миоценовых толщах кайнозойских отложений. Благоприятные термобарические условия нефтегазообразования прогнозируется и для мезозойского комплекса. Ожидаемая мощность мезокайнозойских отложений более 20000 метров.

### Вывод

Изложенные концептуальные аспекты в совокупном ракурсе позволят повышению эффективности геологоразведочных работ путём совершенствования прогноза, выбора приоритетных направлений, методики и техники поисков и разведки наращивая потенциал углеводородов Туркменистана на перспективу.

### Список литературы

1. Шяхметов А.И., Рабаев Р.У. Перспективы развития проектов по освоению шельфовых месторождений нефти и газа в России // Булатовские чтения: сб. ст. Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2018. Т. 2-2. С. 232-235.. Костицына, И.В. Исследование коррозионной
2. Астафьев Д.А., Толстикова А.В., Наумова Л.А., Кабалин М.Ю. Перспективные направления газонефтепоисковых работ на морском шельфе России в XXI веке // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2018. № 4 (36). С. 4-18.



## Доклад на тему: «РАЗВИТИЕ ИННОВАЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ ТУРКМЕНИСТАНА»



Рейимов А., гр. НР-51

### Актуальность

Ввиду продвижения нефтегазовой области Туркменистана страна стремится к реализации новых компьютерных технологий в этой отрасли промышленности. Цифровизация приведёт к увеличению структур деятельности производственных инфраструктур на основе информационных систем «Цифровые месторождения» и «Умные скважины».

«Цифровые месторождения» – это комплекс программных и технических инструментов, которые можно регулировать нефтяным пластом и получением углеводородов и регулярно вести рационализацию исследования месторождений, при помощи которого можно работать на всем месторождении.

Кроме этого, важным компонентом «Цифрового месторождения» является технология «Умные скважины», которая с телеметрией даёт удаленно осуществлять контроль над технологическим порядком действий скважины.

### Цель работы

Определить на основании данных перспективы развития нефтегазовой индустрии Туркменистана. Изучить влияние внедрения новых компьютерных технологий в этой отрасли промышленности.

### Результат

Основное преимущество «Цифровых месторождений» заключается в возможности быстро подстраиваться под определённые требования. Эта технология помогает проанализировать ближайшие и длительные перспективы нефтегазового актива, воспроизводить явления, тем самым экспериментировать с помощью компьютерной программы на основе полученной информации с объекта и избежать ошибок в реальности.

Вышесказанный проект включает следующие составляющие: всесторонняя автоматизация, технические средства сбора и исследования информации, укрепление качеств работы нефтегазовых предприятий.



Рисунок 1 Умная скважина

Положительная сторона технологии - уменьшение расходов электрической энергии, пара, воды и других энергоресурсов; минимизация рисков в защите и авариях; колоссальные объёмы извлечения углеводородов.

Отличительной чертой «Умных скважин» является способность автоматически быть в балансе с изменяющимися условиями среды.

Если сказать более подробно, то интеллектуальная скважина подразумевает собой объект, оснащенный системами датчиков и/или регулирующих клапанов, позволяющих отслеживать параметры работы.

### Вывод

Таким образом, искусственный интеллект не только оптимизирует основные бизнес-процессы добывающих предприятий, но внедряется в цифровизацию эксплуатации скважин, улучшает работу и оперативность управления, а также становится экономически выгодным для нефтегазовой отрасли.

### Список литературы

1. Власов А.И., Можчиля А.Ф. Обзор технологий: от цифрового к интеллектуальному месторождению // ПРОНЕФТЬ . Профессионально о нефти, 2018, с 68-74
2. Черкасов М. «Умные» технологии в нефтегазовой отрасли// Control Engineering , 2015, №3. – С. 20-22.

