

**АО «НАЦИОНАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ «КАЗМУНАЙГАЗ»**

**ТОО «КАЗМУНАЙГАЗ ИНЖИНИРИНГ»**

**СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ  
ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ»  
ЗА 2024 ГОД**

**№ 5 (23)**

**Астана, 2025**

УДК 622  
ББК  
С 23

**АО «НАЦИОНАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ «КАЗМУНАЙГАЗ»  
ТОО «КАЗМУНАЙГАЗ ИНЖИНИРИНГ»**

**СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ  
ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ» ЗА 2024 ГОД**

**Рекомендовано в печать Технико-экономическим советом  
ТОО «КМГ Инжиниринг», протокол № 7 от 26 июня 2025 г.**

С 23    Сборник научных трудов ТОО «КМГ Инжиниринг» – Астана, 2024,  
      № 5(23). – .... с.

ISBN

В данной книге представлены работы сотрудников ТОО «КМГ Инжиниринг» и его филиалов за 2024 год.

Книга может быть полезна широкому кругу читателей, интересующихся вопросами нефтегазовой отрасли, представляет интерес для работников нефтегазодобывающей и нефтехимической отраслей, студентов, аспирантов, преподавателей.

УДК 622  
ББК

ISBN

© ТОО «КМГ Инжиниринг», 2025



## **ПРЕДИСЛОВИЕ**

### **Уважаемые читатели!**

Вашему вниманию представляется «Сборник научных трудов ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ). Сборник включает в себя 30 статей, подготовленных сотрудниками КМГИ и его филиалов по результатам работы за 2024 год.

Материалы сборника разбиты на 6 разделов: «Геология», «Бурение» «Разработка месторождений», «Техника и технология добычи», «Исследования пластовых флюидов», «Экология и экономика». Каждый раздел представлен работами сотрудников КМГИ, в некоторых случаях в соавторстве с работниками ДЗО или других организаций, работающих в сотрудничестве с КМГИ.

Все статьи прорецензированы и рассмотрены на заседаниях Редакционного совета по подготовке Сборника трудов.

При подготовке этого сборника мы ставили задачу ознакомить работников группы компаний «КазМунайГаз» с достижениями наших специалистов в области геологии, разработки, техники и технологии добычи, бурения, исследований пластовых флюидов, экономики и экологии, чтобы эти работы помогли достичь более высоких, стабильных результатов в процессах разработки, бурения обустройства месторождений.

Мы надеемся, что работы данного сборника будут полезны как научным, так и инженерно-техническим работникам нефтедобывающей отрасли, а также студентам нефтяных вузов.

**Руководитель Редакционного совета  
«Сборника научных трудов «КМГ Инжиниринг»  
Р. Утеев**

## СОДЕРЖАНИЕ

### ГЕОЛОГИЯ

ЖАМАЛИДЕНОВА Г.Т., МУРЗАГАЛИЕВА Ж.С., ДЖАКСЫЛЫКОВ Т.С., МАРДАНОВ А.С. Определение водонасыщенности по методу Монте-Карло на примере месторождения Кашаган .....	8
--	---

БОЛАТ Э.Б., КЕРЕЕВ А.Б., ЖАМАЛИДЕНОВА Г.Т., МУРЗАГАЛИЕВА Ж.С., МАРДАНОВ А.С. Отображение неоднородностей коллекторов среднеюрских отложений при построении геологических моделей методом концепции гидравлических единиц потока (на примере месторождения Досмухамбетовское) .....	19
--	----

ТАСМУХАМЕТОВ Д.У., ҚАЙРАТ М.А. Прогноз наличия нефтематеринских пород в акватории Каспийского моря Южно-Мангышлакского осадочного бассейна .....	32
--	----

НҰҒМАНОВ Б.Х. Проблемы строения и нефтегазоносности глубокозалегающих объектов палеозоя Южного Мангышлака: углеводородный потенциал и перспективы его освоения.....	42
--	----

МУНАЛБАЕВА М.Н., САНАТОВА Ж.А. Тестирование методов рокфизики для восстановления отсутствующих данных на примере терригенного месторождения .....	57
---	----

### БУРЕНИЕ

ГАБДРАСИЛОВ Д.Д., ГАРИПОВ З.З., КУРБАНБЕКОВ М.С. Технология бурения скважин с регулируемым давлением (Managed Pressure Drilling) .....	70
--	----

АСАУОВ А.А., ГУКОВСКИЙ Д.А., БАШЕВ А.А., ДЖАКСЫЛЫКОВ Т.С. , МАРДАНОВ А.С. Оценка возможности применения концепции маятника Ньютона для создания антивибрационного бурового амортизатора .....	86
--	----

УМРАЛИЕВ Б.Т., СЕЙТОВ А.К., ГУБАШЕВ С.А. Применение облегченного цементного раствора с алюмосиликатной добавкой.....	107
--	-----

САБЫРОВ Б.Ф., ГУБАШЕВ С.Ә., БЛГАЛИЕВ Р.Н., БИСЕНГАЛИЕВ М.Д. Көлбеу бағытталған ұңғымаларды жуу кезіндегі шиеленістерді талдау .....	115
--	-----

УМРАЛИЕВ Б.Т., СЕЙТОВ А.К. Выбор концепции строительства скважин на месторождении Каламкас-Море .....	130
---	-----

## РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

КАЛМАГАМБЕТ А.Б. Оценка текущего и потенциального КИН и вовлечение недренируемых запасов горизонта XIII месторождения Z .....	144
---	-----

БЕКЕН А.А., ИБРАЕВ А.Е., ЖЕТРУОВ Ж.Т., ЕЛЕМЕСОВ А.С. Применение геопространственного анализа для определения зон бурения нагнетательных скважин .....	155
---	-----

МАННАНОВ Е.Е., КУРБАНБАЕВА А.М., KARMAГAMБETOB E.A. Эффективность применения технологии уплотнения сетки скважин в зоне закачки воды .....	168
--	-----

ATЧИБАЕВ E.P. Расчетный файл анализа ячеек заводнения на примере месторождений АО «Озенмунайгаз» .....	175
--	-----

ӨTEBAЙ A.Қ., TҮРНИЯЗ M.Б., КУАНДИКОВА Г.Б. Сравнение расчета технологических показателей на различных гидродинамических симуляторах (KMGEsim, tNavigator) .....	180
---	-----

## ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ

CAEHHO O.Б., CEPKEBAEBA Б.С., HYPBAEB A.С., YAJИXAHOB A.У., HYPBAEBA Ф.К. Изучение влияющих факторов и особенности подготовки тяжелой нефти на примере месторождения Каражанбас .....	190
--	-----

KAHBAEBA Ж.С., CИXAEВ M.A. Результаты опытно-промышленных испытаний антикоррозийных износостойких насосных штанг с покрытием EXPE на добывающих скважинах месторождения Узень .....	200
--	-----

KALMAГAMБET A.Б., MҮXAMБETOB Б.Т., TЛEГEHOB Б.Б. Опыт испытания пластов на приемистость с целью организации системы ППД на карбонатных месторождениях .....	209
---	-----

KAHBAEBA Ж.С., TОЛEПБEPГEHOB H.K. Результаты опытно-промышленных испытаний гибких композитных труб высокого давления для системы поддержания пластового давления АО «Мангистаумунайгаз» .....	220
--	-----

КЕНЖЕТАЕВ А.Е., ҚҰРАҚОВ Д.Н., НҰҒМАН Н.Т., МУШАРОВА Д.А.,  
ЖОЛАМАН А.Ж., КИМ А.Т., ОРЫНБАСАР Е.К., ЖАППАСБАЕВ Б.Ж.  
Успешная апробация технологии выравнивания профиля приемистости  
в условиях месторождения Акшабулак Центральный: опыт и результаты .....230

УТЕМИСОВА Л.Г., ИШАНГАЛИЕВ С.В., ЕЛЕМЕСОВ А.С., АКТАУКЕНОВ Д.А.  
Современные методы прогнозирования отказов скважинного  
оборудования в условиях АО «НК «КазМунайГаз» .....243

ШАРИПКУЛОВ Р.Р., ИБАГАРОВ О.К.  
Обобщение опыта увеличения межремонтного периода скважин ЦДНГ  
№ 9 АО «Озенмунайгаз» .....256

## ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

САЕНКО О.Б., АЯПБЕРГЕНОВ Е.О., СЕРКЕБАЕВА Б.С.,  
ЕЛЕФЕРЕНКО А.М., АБДЫКАЛЫКОВ С.Е., САБАЛДАШ В.В.,  
УАЛИХАНОВА Ж.У., НУРБАЕВ А.С.  
Современные методы изучения условий выпадения парафина в нефти .....274

БЕКТАС Г.Ж., КУНЖАРИКОВА К.М.  
Разработка программы лабораторных исследований для проектирования  
технологии захоронения CO<sub>2</sub> .....285

СҮЛЕЙМЕН Е.М., САТЕНОВ Қ.Ғ.  
Способ очистки пластовой воды для поддержания пластового давления .....308

## ЭКОЛОГИЯ И ЭКОНОМИКА

ТӨЛЕБАЙ Ө.С., ДАБИСОВ Г.Е.  
Экономические аспекты реализации газа добывающими компаниями  
АО НК «КазМунайГаз» .....316

КАЛДАНОВ А.К.  
Теория и практика бережливого производства .....328

ШАХАТОВА А.К.  
Внедрение инструментов бережливого производства  
в подразделениях группы «КазМунайГаз» .....341

ИМАШЕВА Г.К., МАРДАНОВ А.С., ДЖАКСЫЛЫКОВ Т.С.,  
МУРЗАГАЛИЕВА Ж.С.  
Доссорский сор. Исторические и современные факты .....355

ДУНЕНБАЕВ Д.П.  
Наблюдаемые изменения климата в Казахстане .....368

# ГЕОЛОГИЯ

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ПО МЕТОДУ МОНТЕ-КАРЛО НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАШАГАН

Г.Т. Жамалиденова, Ж.С. Мурзагалиева,  
Т.С. Джаксылыков, А.С. Марданов

*Оценка неопределенностей при подсчете запасов углеводородов является актуальной темой. В статье рассмотрено определение коэффициента водонасыщенности вероятностным (стохастическим) методом Монте-Карло.*

*Этот метод может быть применен к моделям с единственным выходным параметром и любыми распределениями для входных параметров. Это относится к техникам, которые позволяют учитывать неопределенность входных данных. Методы стохастического моделирования позволяют оценить влияние неопределенностей для различных геологических параметров, что способствует созданию более точных и надежных геологических моделей. Полученные данные помогают в проверке и корректировке геологических предположений и улучшении прогнозирования ресурсов.*

**Ключевые слова:** *определение водонасыщенности, метод Монте-Карло, вероятностная оценка, оценка неопределенности.*

## **Введение**

Метод Монте-Карло – это стохастический метод, используемый для оценки неопределенности в моделях, включая геологоразведку. Он позволяет проводить вероятностную оценку параметров, таких как водонасыщенность, путем генерации множества возможных сценариев на основе входных данных с заданными распределениями. Это помогает лучше понять диапазон возможных значений и повысить достоверность прогнозов.

Метод Монте-Карло основан на принципе использования случайных выборок для анализа сложных систем и процессов, где прямой расчет может быть затруднительным или невозможным. Генерируя большое количество случайных значений входных параметров, исходя из их статистических распределений, и выполняя для них расчеты, можно получить распределение результатов, что позволяет оценить как средние значения, так и диапазоны возможных исходов. Этот метод особенно полезен в ситуациях с высокой степенью неопределенности, таких как моделирование геологических структур, анализ финансовых рисков и многие другие области.

Петрофизическая модель представляет собой математическое описание объемного распределения пористости, проницаемости и флюидонасыщения коллекторов в пределах резервуара, основанное на непосредственных или косвенных данных [1]. Петрофизическая модель представляет собой ключевой инструмент для оценки потенциальных запасов углеводородов. Важно учитывать, что параметры, такие как пористость, проницаемость и уровень водонефтяного контакта, имеют свои неопределенности, которые могут значительно влиять на итоговые оценки запасов и производительности коллектора. Метод Монте-Карло позволяет не только учесть эти неопределенности, но и выявить те параметры, которые в наибольшей степени влияют на результаты модели-

рования. Это позволяет интерпретатору сосредоточиться на наиболее критичных элементах, что может привести к более целенаправленным исследованиям и сбору дополнительных данных, улучшая в итоге надежность петрофизических оценок. Таким образом, использование метода Монте-Карло в сочетании с петрофизическими моделями обеспечивает более глубокое понимание неоднородности и динамики резервуаров, что критически важно для эффективного управления углеводородными ресурсами.

**Цель работы:** анализ имеющегося опыта в области определения водонасыщенности вероятностным методом на программном обеспечении «Interactive Petrophysics» (IP).

**Параметр водонасыщенности** по месторождению Кашаган характеризуется высокой степенью неопределенности, несмотря на более чем 50 пробуренных на месторождении скважин, значительный объем отбора керна, и проведенные геофизические исследования скважин (далее – ГИС). Это, в первую очередь, обусловлено низкой пористостью пластов. Неопределенность по водонасыщенности рассматривалась в процессе подготовки подсчета запасов, и текущая «наиболее достоверная» оценка находится в середине диапазона неопределенности по ряду различных методов определения данного параметра.

Для определения параметра водонасыщенности на месторождении Кашаган использовались четыре следующих метода:

- Метод Монте-Карло для определения коэффициента водонасыщенности (далее –  $K_v$ ) по уравнению Арчи-Дахнова, используя данные ГИС по общей пористости и удельное электрическое сопротивление (далее – УЭС);
- Модель водонасыщенности по высоте над уровнем свободной воды, оцененной по кривым капиллярного давления, полученным методом центрифугирования в условиях дренирования;
- По результатам определения водонасыщенности по образцам керна полного диаметра методом Дина-Старка;
- Водонасыщенность по керну в зависимости от глубины, прогнозируемая по данным капиллярных давлений для отдельных цилиндров керна.

Метод Монте-Карло по уравнению Арчи-Дахнова позволяет вычислить коэффициент водонасыщенности ( $K_v$ ) на основе случайных выборок данных по общей пористости и удельному электрическому сопротивлению. Уравнение Арчи позволяет оценить водонасыщенность через соотношение между электрическим сопротивлением и водонасыщенностью.

Метод Дина-Старка использует керн полного диаметра для определения содержания воды в образцах, позволяя получить более точные данные о водонасыщенности, так как является прямым методом измерения, но требует значительных затрат и временных ресурсов.

Оценка водонасыщенности по данным капиллярных давлений для отдельных цилиндров керна позволяет более точно прогнозировать водонасыщенность на разных глубинах. Однако, зависит от точности капиллярных данных и наличия достаточного количества кондиционных образцов.

Каждый метод рассматривался как независимый источник оценки водонасыщенности; результаты по всем методам сопоставлялись между собой.

В данной работе описывается определение водонасыщенности методом Монте-Карло, выполненное на программном обеспечении «Interactive Petrophysics» (IP).

Метод Монте-Карло использовался с целью учета неопределенностей, связанных с определением пористости по ГИС, применением приборов индукционного каротажа (ИК) в породах с высоким удельным электрическим сопротивлением (УЭС), высокой неопределенности и непредсказуемости параметров Арчи ( $m$  – показатель цементации,  $n$  – показатель насыщения,  $R_w$  – удельное электрическое сопротивление пластовой воды и  $R_p$  – сопротивление пласта). По каждой глубине выполнялась тысяча реализаций с получением на выходе статистики с расчётными значениями водонасыщенности. При выполнении симуляции Монте-Карло, корреляции между параметрами не производилось, и использовались равные вероятностные распределения, поскольку считалось нецелесообразным рассматривать среднее значение имеющихся данных как наиболее вероятное значение для любого заданного параметра, используемого в уравнении Арчи-Дахнова [2].

Метод Монте-Карло основан на использовании генераторов случайных чисел для создания выборок из заданных вероятностных распределений. Это позволяет учитывать неопределенности, которые могут возникнуть в процессе моделирования. В данном случае коэффициенты цементации ( $m$ ) и насыщения ( $n$ ) могут представлять собой случайные величины с определенными статистическими характеристиками. Метод предполагает множество независимых реализаций одного и того же процесса. Каждая реализация использует случайные значения для соответствующих параметров, что позволяет исследовать широкий спектр возможных сценариев. Число реализаций должно быть достаточным для получения надежных статистических характеристик. Результаты каждой реализации могут быть собраны и проанализированы, чтобы определить вероятностные характеристики процесса, такие как ожидаемое значение, стандартное отклонение и вероятностные интервалы для коэффициента водонасыщенности. Это позволяет оценить не только среднее значение, но и диапазон возможных результатов, что критично в условиях неопределенности.

При использовании метода Монте-Карло для оценки водонасыщенности важно корректно определить распределения для коэффициентов цементации ( $m$ ) и насыщения ( $n$ ). Это может быть сделано на основе имеющихся данных, эмпирических отношений или литературных источников. Метод позволяет провести анализ чувствительности и выяснить, какие из случайных параметров оказывают наибольшее влияние на итоговую оценку водонасыщенности. Полученные результаты можно визуализировать с помощью гистограмм, плотностей распределения и других графиков, что позволяет наглядно увидеть диапазоны значений и их вероятностные характеристики.

Метод Монте-Карло является мощным инструментом для оценки водонасыщенности, позволяющим учитывать неопределенности и вариативность параметров, что критически важно для надежных оценок в геологоразведке и нефтегазовой индустрии. При правильном применении этот подход может существенно повысить доверие к результатам моделирования и дать более полное представление о возможных сценариях разработки месторождения.

На месторождении Кашаган параметры пористости (538 образцов) и параметры насыщения (109 образцов) определены на образцах из скважин KB-1, KB-2, KB-3БС1, KB-4, КВА-05, КВА-01, КЗ-1, KB03-05БС1, KB10-01 при давлении окружающей среды и геостатических давлениях 290, 1000, 2000, 3000, 4000 и 5000 фунт/дюйм<sup>2</sup> (psi). Полученные коэффициенты цементации  $m$  и насыщения  $n$  являются весьма неопределёнными, и наличие явных признаков смешанной



смачиваемости приводит к заключению о том, что значения  $m$  и  $n$  колеблются в широких интервалах:

Диапазон изменения коэффициента цементации  $m$  изменяется от 1,9 до 2,4;

Диапазон изменения коэффициента насыщенности  $n$  с использованием непрерывной закачки – от 1,7 до 2,3. Возможно, что более высокие значения вызваны увеличением смачиваемости нефти на последней стадии измерений.

После проведения расчетов, мы получаем 3 варианта расчета: пессимистичный (P-90), оптимистичный (P-10) и вероятностный или базовый (P-50) (рис. 1).

Уравнение Арчи-Дахнова для водонасыщенности (формула 1) имеет несколько входных параметров, все из которых достаточно плохо определены на месторождении Кашаган ввиду низкой пористости пород и сложных типов пор, наблюдаемых в интервалах коллекторов известняков. Водонасыщенность по Арчи-Дахнова ( $K_v$ ) является функцией пористости ( $K_p$ ), УЭС пласта ( $R_v$ ), минерализации пластовой воды ( $C$ ), экспоненты цементации ( $m$ ) и экспоненты насыщения ( $n$ ).

Общая форма уравнения Арчи-Дахнова для расчета водонасыщенности:

$$K_v = \sqrt[n]{\frac{a * R_v}{K_p^m * R_{\Pi}}} \quad (1)$$

где:

$R_v$  – УЭС пластовой воды, принято для продуктивных залежей – 0,02-0,04 мм;

$K_p$  – коэффициент пористости, оцененный по ГИС;

$R_{\Pi}$  – истинное УЭС пласта в непромытой зоне по боковому (БК) и индукционному каротажу (ИК);

$a$  – коэффициент извилистости;

$m$  – показатель цементации;

$n$  – показатель насыщения.

Экспонента цементации  $m$  в уравнении Арчи-Дахнова основана на измерениях электрических свойств керна при эффективном напряжении пласта (2000 psi) на исключительно кашаганской выборке керна и диапазон значений  $m$  по ней составляет от 1,9 до 2,4. Другая экспонента Арчи  $a$  принимается константой, равной 1,0, что также соответствует методике определения значений  $m$  по керну.

Экспонента насыщения  $n$  в уравнении Арчи-Дахнова основана на измерениях электрических свойств керна при эффективном напряжении пласта (2000 psi) на исключительно кашаганской выборке керна и диапазон значений  $n$  от 1,7 до 2,3 [2].

Для определения коэффициента водонасыщенности по уравнению Арчи-Дахнова методом Монте-Карло в программе «Interactive Petrophysics» использованы данные коэффициента эффективной пористости (PHIE), гамма-каротаж, глубина абсолютной отметки, параметры пластовой воды, температура, значения  $m$  и  $n$  (рис. 2).

После заполнения всех параметров запускаем модуль симуляции Монте-Карло в программе. Далее программа проводит 1000 итераций с перебором параметров, которые указали во вкладке пользовательской модули. После каждой 20-й итерации программа автоматически выводит на экран планшет и гистограмму (рис. 3).

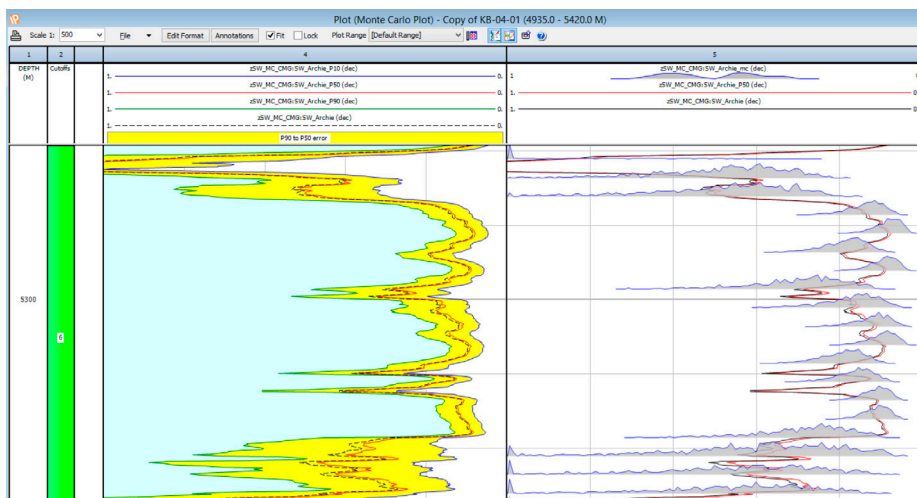
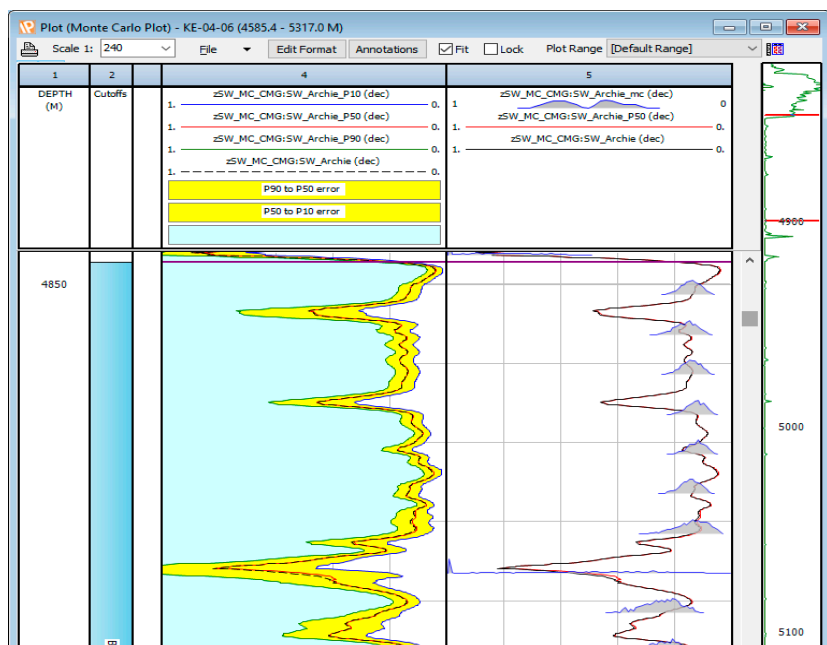


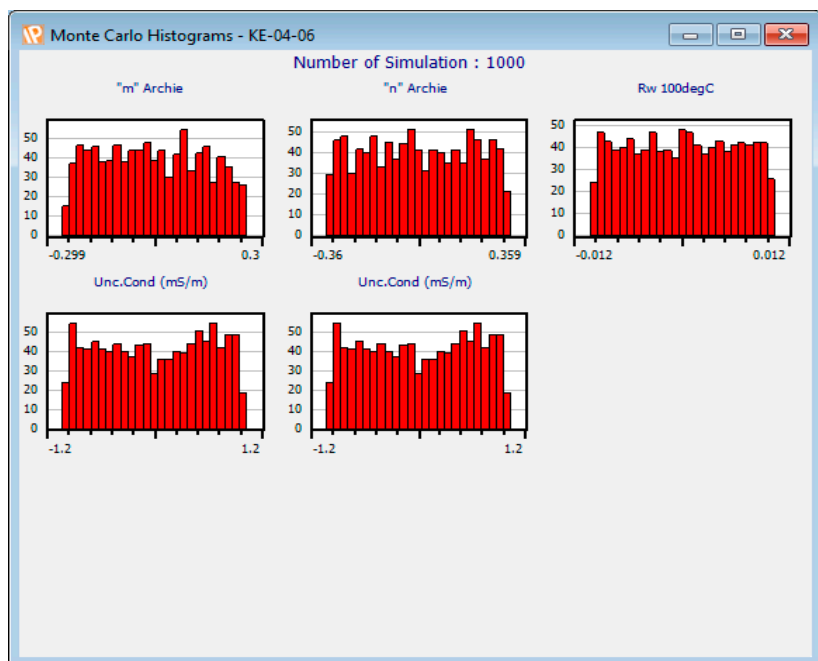
Рис. 1. Пример определения вариантов расчета коэффициента водонасыщенности по методу Монте-Карло в программе IP

The screenshot shows the 'User App: zSW\_MC\_CMG - Copy of KB-04-01' window. The 'Parameters' tab is active, showing a list of input and output curves. The 'Input Curves' section includes 'PHIE\_f' (Effective PHI (dec)), 'RPCM' (Deep Resistivity (ohm.m)), and 'TVDSS'. The 'Output Curves' section includes 'zSW\_MC\_CMG:SW\_Archie' (SW Archie (dec)), 'zSW\_MC\_CMG:BVW\_Archie' (Bulk Vol Wat Archie (dec)), 'zSW\_MC\_CMG:PHI\_HI' (Porosity unc. Hi (dec)), 'zSW\_MC\_CMG:PHI\_LO' (Porosity unc. Low (dec)), 'zSW\_MC\_CMG:PHI\_OUT' (Porosity (dec)), 'zSW\_MC\_CMG:RES\_HI' (Resistivity unc. Hi (ohm.m)), 'zSW\_MC\_CMG:RES\_LO' (Resistivity unc. Low (ohm.m)), and 'zSW\_MC\_CMG:RES\_OUT' (Resistivity (ohm.m)). The 'Parameter set name' is 'UsrProgzSW\_MC\_CMG'. Buttons for 'Run', 'Make Plot', 'Print', 'Close', and 'Help' are at the bottom.

Рис. 2. Входные и выходные параметры расчета



а)



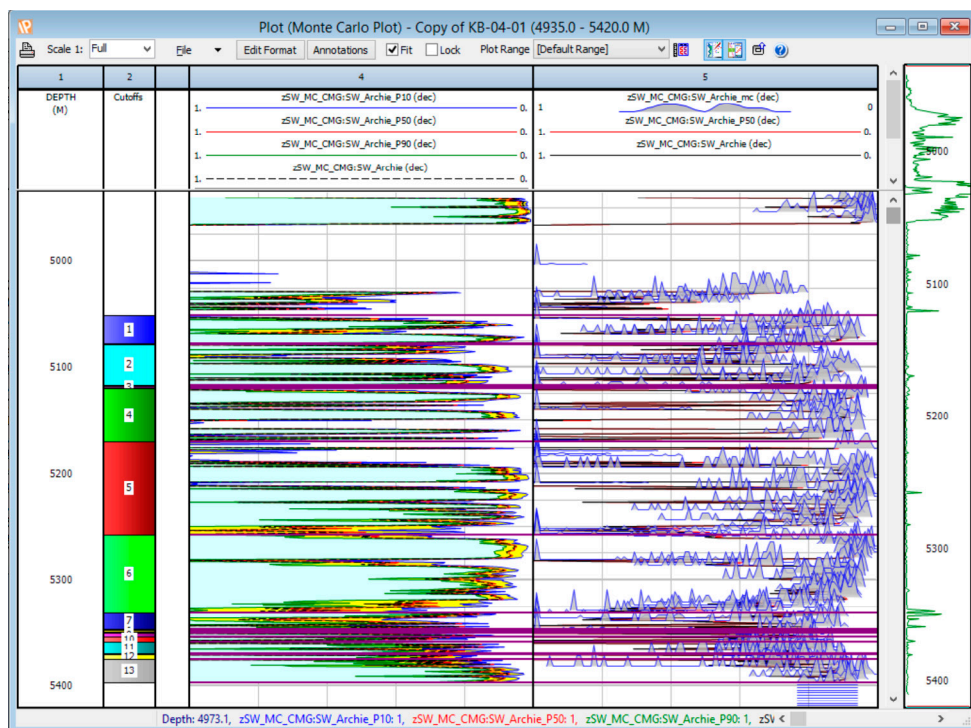
б)

Рис. 3. Пример процесса интерпретации по методу Монте-Карло

а) в виде кривых  
б) в виде гистограммы

При моделировании методом Монте-Карло заранее определены параметры, участвующие в модели, такие как коэффициенты цементации ( $m$ ), коэффициенты насыщения ( $n$ ), пористость ( $K_p$ ) и другие. Для каждого из этих параметров заданы вероятностные распределения, которые отражают неопределенность данных. Из заданных распределений использованы генераторы случайных чисел для создания множества случайных выборок параметров (рис. 4).

После вычисления и перебора 1000 итераций, программа сгенерировала результат в виде трех значений:  $Sw$  Archie P10, P50, P90, где P90 – Пессимистичный вариант, P50 – Базовый вариант и P10 – Оптимистичный вариант.



**Рис. 4. Процесс расчета водонасыщенности методом Монте-Карло**

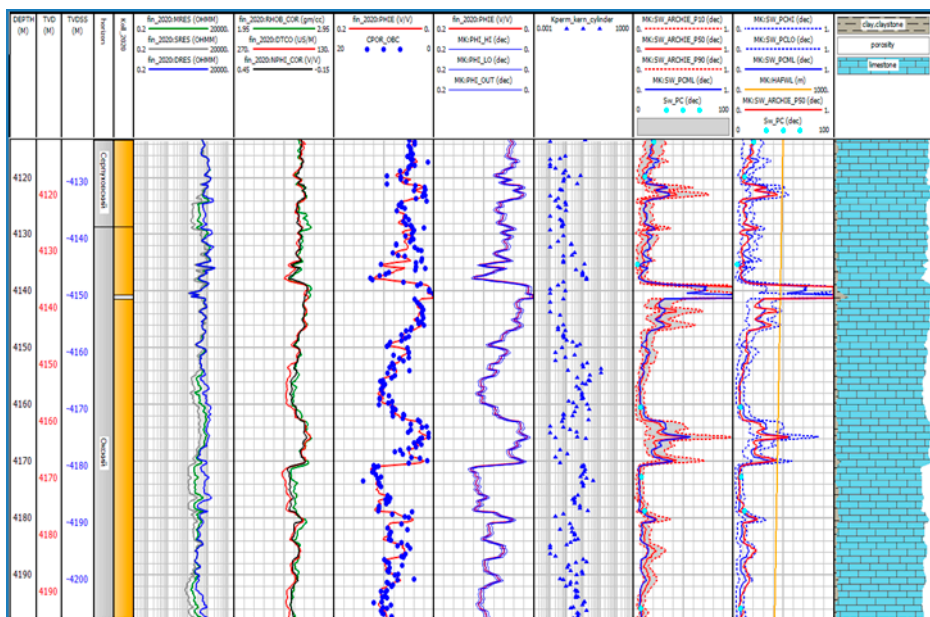
Для каждой отметки глубин в скважине, где имеются измеренные по ГИС пористость и УЭС, выполнялось 1000 реализаций водонасыщенности по Арчи. Сохранялись только реализации, где  $1,0 \geq Sw > 0,0$  и проценты (P10, P50, P90) снимались только с таких достоверных реализаций.

Хотя единичное значение  $SWT_{P50}$  и рассматривается как хороший индикатор водонасыщенности или наиболее вероятный  $K_v$  по уравнению Арчи-Дахнова, диапазон величин от  $SWT_{P10}$  до  $SWT_{P90}$  считается хорошим показателем, отражающим неопределенность расчетного  $K_v$  по уравнению Арчи-Дахнова.

Каждый источник определения водонасыщенности рассматривался как независимый и затем сопоставлялся с результатами по другим методам. Два наиболее важных источника определения величин водонасыщенности включают модели насыщенность – высота (капиллярные давления по керну) и расчеты по уравнению Арчи-Дахнова методом Монте-Карло (ГИС). Сопоставление методов

В скважине КВА-05, из которой отобрано большинство цилиндрических образцов на центрифугирование, пробуренной с раствором на водной основе, проведен многозондовый БК. Сква. КВА-05 является хорошей скважиной для сравнения результатов по двум независимым источникам определения водонасыщенности и связанным с ними неопределенностями (рис. 5 и 6). Скважина показывает хорошую сходимость между наиболее вероятной моделью насыщенности – высотой и P50 Арчи Монте-Карло по всей длине. Неопределенность по водонасыщенности составляет от 10 до 20%, в зависимости от пористости и высоты над уровнем свободной воды.

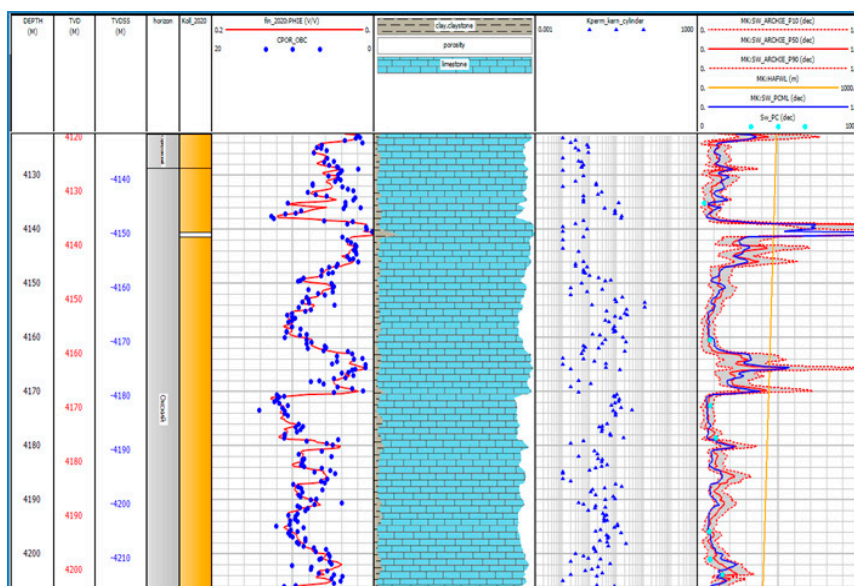
На рис. 5 представлен интервал из скв. КВА-05 откуда отобрана большая часть образцов для центрифугирования. Показано также сопоставление водонасыщенности по моделям насыщенность – высота на основе керна и по уравнению Арчи-Дахнова методом Монте-Карло по ГИС (P10, P50 и P90).



**Рис.5. Сопоставление водонасыщенностей по моделям насыщенность – высота на основе керна и Арчи-Дахнова Монте-Карло на основе ГИС**  
*интервал из скв. КВА-05*

На рис. 6 дается сопоставление полученных значений пористости и водонасыщенности разными методами. Ниже приводится подробное описание расчетных кривых: первая дорожка слева показывает расчетные кривые пористости по ГИС и значения  $K_p$  - керн. На второй дорожке синими точками показана проницаемость по керну. На третьей дорожке нанесены результаты расчета насыщенности по уравнению Арчи-Дахнова методом Монте-Карло (сплошная красная линия представляет  $P_{50}$ , а красным пунктиром обозначены  $P_{10}$  и  $P_{90}$ ). Эта дорожка также включает и наиболее вероятную водонасыщенность (синяя кривая) по модели насыщенность – высота по керну.

Вторая по значимости скважина КВД-03 является скважиной на внутренней платформе со значительно лучшей пористостью (и проницаемостью) по сравнению со скважиной КВА-05; скважина пробурена с раствором на нефтяной основе и, следовательно, прокаротирована с многозондовым ИК (высокая погрешность при более высоких УЭС).



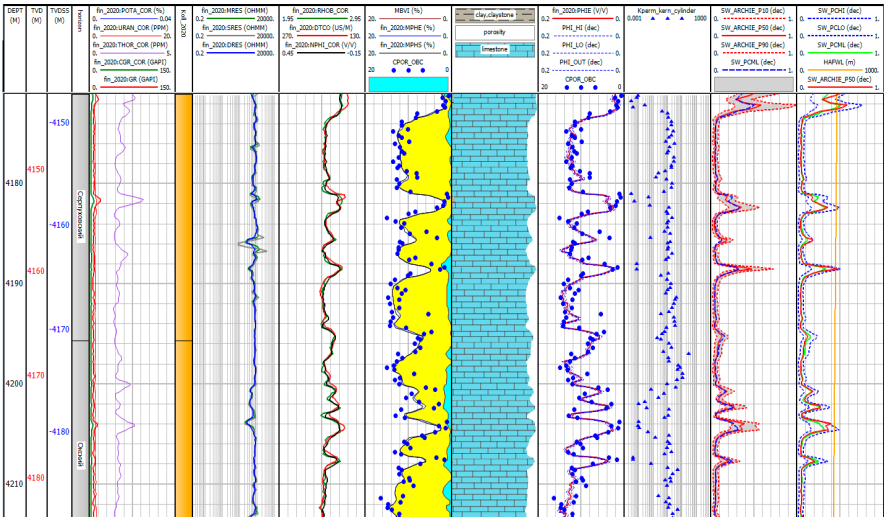
**Рис. 6. Кривые пористости и насыщенности**  
*интервал из скв. КВА-05*

Она также важна, поскольку представляет модель на основе керна, может экстраполировать величины водонасыщенности в области более пористых пород, чем замерено по выборке образцов. Скважина демонстрирует хорошую сходимость между наиболее вероятной моделью насыщенность – высота и значением P50 по уравнению Арчи Монте-Карло по всему скважинному интервалу. Неопределенность по водонасыщенности составляет от 5 до 20% в зависимости от пористости и высоты над уровнем свободной воды. Меньшая неопределенность в более качественных породах – это значимый фактор, поскольку и результаты Арчи Монте-Карло, и модели насыщенность – высота показывают сужение диапазона неопределенности для водонасыщенности.

На рис. 7 представлен интервал из скв. КВД-03, на планшете показано сопоставление водонасыщенности по моделям насыщенность – высота на основе керна и по уравнению Арчи методом Монте-Карло по ГИС (P10, P50 и P90), а также для детального сопоставления на планшет выведена вся необходимая информация по ГИС и керну. Дорожки слева показывают глубины по стволу по ГИС и интервалы отбора керна. От дорожки объемов на правой половине приведены все интерпретированные кривые. Справа от дорожки объемов даны интерпретированные кривые пористости и пористость по керну, показывающие хорошую калибровку для ГИС. На последних двух дорожках приводится насыщенность, где красные кривые представляют диапазон значений по Арчи Монте-Карло, а зеленые и синие кривые представляют диапазон значений насыщенности по мо-



дели насыщенность – высота на основе керна. Расчетные данные, полученные в ходе исследования, полностью совпадают с фактическими измерениями, основанными на анализе керна. Это подтверждает высокую точность используемой модели или метода расчета.



**Рис. 7. Сопоставление водонасыщенностей по моделям насыщенность – высота на основе керна и Арчи Монте-Карло на основе ГИС интервал из скв. КВД-03**

**Выводы**

Вероятностный подход к оценке параметра водонасыщения является критически важным элементом петрофизического анализа. Он позволяет учитывать неопределенности, которые часто связаны с данными о геологических образованиях. Наилучшим инструментом для вероятностной оценки объектов, где проведен неполный комплекс исследований или существует высокая степень неопределенности в данных, является метод Монте-Карло. Данный метод позволяет проводить симуляции и генерировать множество вариантов параметров, учитывающих различную степень неопределенности, что способствует более надежным прогнозам. Анализ чувствительности является полезным дополнением к методу Монте-Карло, предоставляя возможность быстро оценивать, как изменения в основных петрофизических параметрах влияют на результаты. Он может быть особенно важен в ситуациях, когда отсутствуют данные керна, и интерпретатор вынужден полагаться исключительно на данные геофизических исследований (ГИС). Результаты стохастического анализа предоставляют новые синтезированные данные, которые не всегда содержат дополнительную информацию, но могут быть использованы для междисциплинарного сравнения и корреляции с данными, полученными другими методами исследования. Это особенно важно для комплексной оценки ресурсов и понимания геологической структуры. Объединение методов Монте-Карло и анализа чувствительности необходимо для улучшения качества петрофизических оценок. Это дает возможность геологам и инженерам принимать более обоснованные решения в процессе разработки месторождений, а также минимизирует риски, связанные с геологической и технологической неопределенностью. В конечном счете, использование методов

вероятностного анализа, таких как Монте-Карло, позволяет более точно и безопасно интерпретировать данные о водонасыщении, что существенно влияет на эффективность разработки месторождений углеводородов и других полезных ископаемых. Эти выводы подчеркивают важность методов стохастического анализа в современном петрофизическом исследовании и дают ясное представление о том, как они могут быть применены для решения задач в области геологии и нефтегазодобычи.

### **Список использованной литературы**

1. Волкова П.В. Оценка неопределенностей петрофизических параметров методом Монте-Карло. – Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.), т. 1. – Краснодар, ООО «Издательский Дом – Юг», 2017, т.1, с. 42-46.
2. Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кашаган. – Отчет АФ КМГ Инжиниринг, Атырау, 2021.

## **ҚАШАҒАН КЕҢ ОРНЫН МЫСАЛ РЕТІНДЕ ҚОЛДАНУ АРҚЫЛЫ МОНТЕ-КАРЛО ӘДІСІ БОЙЫНША СУДЫҢ ҚАНЫҒУ КОЭФФИЦИЕНТІН АНЫҚТАУ**

**Г.Т. Жамалиденова, Ж.С. Мурзағалиева, Т.С. Жаксылыков, А.С. Марданов**

*Көмірсутек қорын бағалаудағы белгісіздіктерді бағалау өзекті тақырып болып табылады. Мақалада ықтималдық (стохастикалық) Монте-Карло әдісі арқылы судың қанығу коэффициентін анықтау.*

*Бұл әдіс бір шығыс параметрі бар үлгілерге және кіріс параметрлері үшін кез келген үлестірімдерге қолданылуы мүмкін. Бұл кіріс деректерінің белгісіздігін ескеретін Монте-Карло, регрессиялық талдау және машиналық оқыту сияқты әдістерге қатысты. Стохастикалық модельдеу әдістері әртүрлі геологиялық параметрлердегі белгісіздіктердің әсерін бағалауға мүмкіндік береді, бұл дәлірек және сенімді геологиялық модельдерді құруға ықпал етеді. Алынған деректер геологиялық болжамдарды тексеруге және түзетуге және ресурстарды болжауды жақсартуға көмектеседі.*

**Түйінді сөздер:** судың қанықтылығын анықтау. Монте-Карло әдісі, ықтималдық бағалау, белгісіздікті бағалау.

### **Информация об авторах**

**Жамалиденова Гульжамал Турғалиевна** – руководитель службы геофизики и петрофизики, [G.Zhamalidenova@kmge.kz](mailto:G.Zhamalidenova@kmge.kz)

**Мурзағалиева Жансая Сайлауовна** – директор департамента геологии, [Zh.Murzagaliyeva@kmge.kz](mailto:Zh.Murzagaliyeva@kmge.kz)

**Джаксылыков Талгат Сайнович** – первый заместитель директора филиала по геологии и разработке, [T.Jaxylykov@kmge.kz](mailto:T.Jaxylykov@kmge.kz)

**Марданов Алтынбек Сулейменович** – директор Атырауского филиала «КМГ Инжиниринг», [A.Mardanov@kmge.kz](mailto:A.Mardanov@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», Атырауский филиал, г. Атырау, Казахстан



# ОТОБРАЖЕНИЕ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ КОЛЛЕКТОРОВ СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕТОДОМ КОНЦЕПЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЕДИНИЦ ПОТОКА (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДОСМУХАМБЕТОВСКОЕ)

Э.Б. Болат, А.Б. Кереев, Г.Т. Жамалиденова,  
Ж.С. Мурзагалиева, А.С. Марданов

*В статье рассматриваются вопросы формализации отображения литолого-фациальных особенностей резервуаров при построении геологических моделей нефтяных и нефтегазовых месторождений методом концепции гидравлических единиц потока, предложенной Амефуле и др. в 1993 г. На основе результатов стандартных лабораторных исследований кернового материала выделены группы коллекторов юрских отложений с близкими характеристиками порового пространства, проведена интеграция керновых и геофизических данных. Формализация процесса позволяет строить более адекватную цифровую модель геологического объекта. Это, в свою очередь, позволяет формализовать процесс адаптации геологической модели по мере накопления данных в процессе эксплуатации месторождения и оптимизировать добычу углеводородов с применением новых технологий.*

**Ключевые слова:** терригенные коллекторы, пористость, проницаемость, гидравлические единицы потока, Эмбинские месторождения, RQI, FZI.

## Введение

Современное состояние разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений характеризуется рядом особенностей, которые предрасполагают развитие исследовательских, аналитических и инженерных работ при составлении проектно-технологической документации. Отметим лишь некоторые, стимулирующие внедрение новых технологий: значительная степень истощенности запасов многих месторождений, высокая обводненность добываемой нефти, рост доли трудноизвлекаемых запасов, большой фонд бездействующих скважин и др. Для Эмбинских месторождений необходимо отметить особенности терригенных коллекторов, характеризующихся высокой неоднородностью и слабой согласованностью фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС). Указанные особенности требуют совершенствования методов и средств проектирования операций по применению технологий, таких как гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных скважин, резка боковых стволов. Перспективным является использование методов компьютерного моделирования с построением 3D сейсмических, геологических и гидродинамических моделей резервуаров. Развитие методов компьютерного моделирования разработки залежей углеводородов, предъявляет повышенные требования к построению геологических моделей продуктивных резервуаров. В частности, в модели должно учитываться всё многообразие фильтрационно-емкостной неоднородности коллектора, последнее актуализирует совершенствование подходов к исследованиям свойств неоднородностей резервуара, обусловленных литологическими особенностями пласта.

Неоднородности резервуара, обусловленные литологическими особенностями пласта, проявляются как во внешних, так и внутренних его свойствах. Внешние

свойства отражают фациальную неоднородность строения коллектора, формирование которого связано, как правило, с рядом конкретных обстановок осадконакопления. Каждая обстановка имеет своё пространственное развитие, где фильтрационно-емкостные свойства коллектора могут быть охарактеризованы индивидуальной зависимостью пористости и проницаемости. Границам раздела фациальных обстановок свойственно формирование непроницаемых барьеров, представленных прослоями глин и карбонатизированных песчаников, выполняющих роль фронтальных экранов для залежей нефти и газа. К внешним свойствам коллектора можно также отнести его макрофильтрационную неоднородность в разделе и по площади. В разрезах это отражается в последовательном увеличении или уменьшении гранулометрических разностей, влияющих на значения проницаемости, от подошвы к кровле пласта, либо однородном, градационном, распределении зернистости. Каждой фациальной обстановке свойственна своя последовательность гранулометрического распределения по разрезу, влияющая на положение и величину интервала притока углеводородов в объеме коллектора.

Как и большинству терригенных коллекторов нефтяных месторождений, расположенных на территории Республики Казахстан, породам Эмбинских месторождений присуща литологическая и фациальная неоднородность.

Среднеюрские отложения представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, глин и песка, характеризующихся тонкой, линзовидной слоистостью, обусловленной неравномерным распределением глинистого материала и углещицированного детрита.

Осадконакопление в среднеюрском отложении происходило в условиях морского бассейна с очень слабым воздействием волнений. Обилие растительного детрита и наличие местами пирита свидетельствуют о сравнительной близости суши и восстановительной обстановке осадконакопления. Изученные образцы пород различны не только по гранулометрическому составу, но отличаются и по степени уплотнения и цементации зерен, что сказывается на их фильтрационных свойствах.

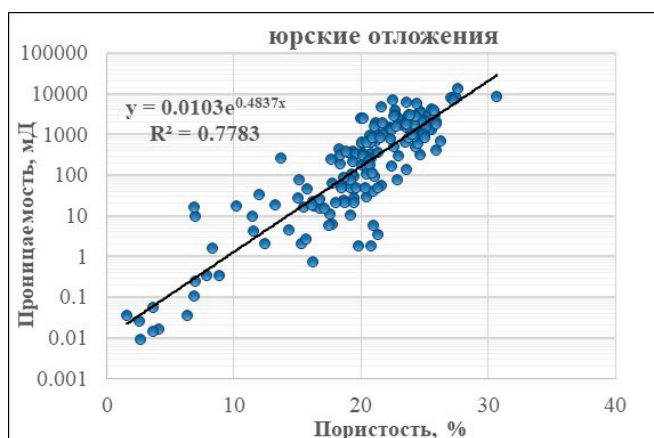
Высокая степень неоднородности и слабая согласованность петрофизических свойств изученных пород были подтверждены при построении зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости  $K_{пр} = f(K_p)$  для юрских отложений (рис. 1). На приведенном ниже графике отмечается большое разнообразие петрофизических типов пород и непредсказуемость значений проницаемости в зависимости от величины порового пространства [1].

Учитывая возрастающую потребность в выявлении более точных зависимостей пористости и проницаемости, которые важны для успешного прогнозирования последней, возникла необходимость в применении методики, основанной на классификации пород по схожим параметрам ФЕС.

В качестве методики, способной решить поставленные задачи, был выбран комплексный анализ фильтрационно-емкостных свойств, основанный на концепции гидравлических единиц коллекторов.

В соответствии с формулировкой *гидравлическая единица коллектора (потока)* Hydraulic Units (далее – HU) определяется как **«представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород»**. Помимо петрофизических параметров гидравлические единицы имеют пространственное развитие, подчёркивая литологическую и фациальную неоднородность коллектора. Но при этом, один тип коллектора может образовываться в различных фациальных обстановках и

наоборот, как правило, в пределах одной фации присутствует несколько гидравлических единиц потока. Возможность НУ характеризовать фильтрационно-емкостную неоднородность резервуара в пространстве, позволяет выбрать её в качестве базового элемента при построении математической модели коллектора.



**Рис. 1. Зависимость пористости от проницаемости для юрских отложений**

Выделение гидравлической единицы потока базируется на расчете параметра индикатора гидравлической единицы (FZI) по значениям пористости и проницаемости, полученным для конкретных образцов керна:

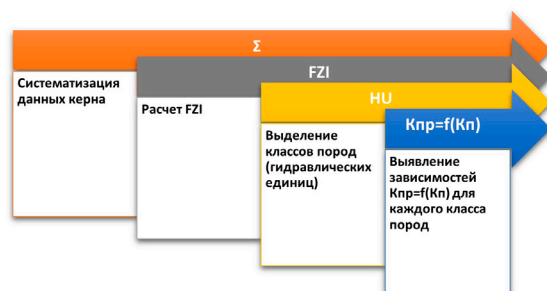
$$FZI = \frac{0.0314 * \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_p}}}{1 - K_p} \quad (1),$$

где  $K_p$  – пористость,  
 $K_{пр}$  – проницаемость.

Концепция гидравлических единиц подразумевает, что существует ограниченное число типов коллекторов, характеризующихся уникальным средним значением FZI, и разброс значений FZI около среднего вызван случайными экспериментальными погрешностями. Прежде всего, необходимо определить число таких типов коллекторов и границы FZI для каждого из них. Созданные в методике данного направления процедуры ориентированы на использование имеющихся экспериментальных данных по керну и множество качественных, графических и аналитических методов. Проведённая систематизация распределения FZI в зависимости от значений пористости и проницаемости резервуара с учётом неоднородности его порового пространства (размер и схожесть формы зёрен, извилистость поровых каналов и т. д.), позволила разработать схему классификации терригенных коллекторов для Эмбинских месторождений на основе выделения гидравлических единиц потока [2].

Примененный в данной работе подход к систематизации пород заключается в классификации гидравлических единиц потока НУ, которые являются совокупностью пород, обладающих близкой характеристикой порового пространства.

На рис. 2 продемонстрирован алгоритм выделения классов пород на основе имеющихся керновых данных с Эмбинских месторождений.



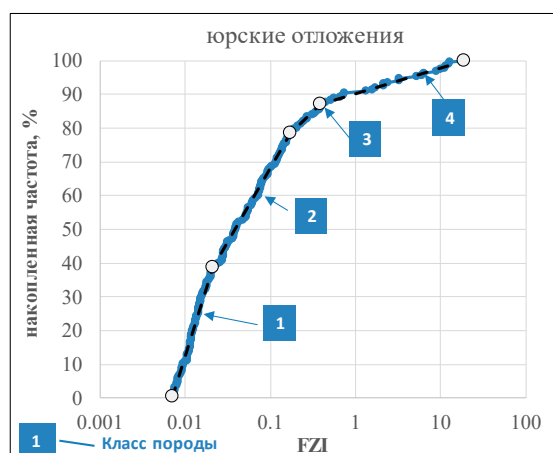
**Рис. 2. Краткая блок-диаграмма алгоритма классификации образцов керна по гидравлическим свойствам**

По завершении начального этапа работы, заключавшегося в систематизации результатов стандартных анализов керна, для каждого из образцов был выполнен расчет параметров FZI.

По полученным значениям FZI был проведен статистический анализ, результаты которого были использованы при последующем разделении образцов керна с целью выявления схожести их гидравлических свойств. Выделение классов пород с присвоением им определенного значения гидравлической единицы заключалось в построении графика накопленной частоты в зависимости от значений FZI (рис. 3) и последующим проведением линий тренда, который соответствует классам пород.

Само использование гидравлических единиц потока подразумевает то, что существует ограниченное количество типов коллекторов, которое характеризуется индивидуальным средним значением FZI.

На основании проведенных исследований с использованием кернового материала, результатов лабораторных исследований и расчета индексов фильтрации, выделены 4 группы коллекторов для отложений юры с близкими характеристиками порового пространства (рис. 4, табл. 1). Выявленные типы пород характеризуются дифференциацией индикатора зоны фильтрации, однородностью фильтрационно-емкостных характеристик, но неоднородностью петрографического, гранулометрического составов и фацальной принадлежности пород [3].



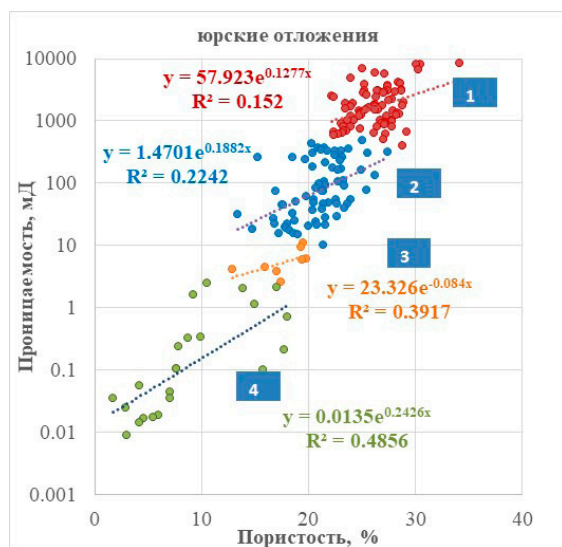
**Рис. 3. График накопленной частоты параметров FZI (юрские отложения)**

**Табл. 1. Статистические данные FZI для каждого петрофизического класса**

НУ	Число образцов	FZI		Пористость, доли ед.		Проницаемость, мД	
		Ср. знач.	Интервал измерений	Ср. знач.	Интервал измерений	Ср. знач.	Интервал измерений
Юрские отложения							
1	81	0,012	0,004-0,02	0,26	0,22-0,34	2185,9	397,03-8554
2	73	0,074	0,021-0,167	0,21	0,13-0,27	127,1	10,19-486,8
3	8	0,279	0,173-0,388	0,17	0,13-0,19	5,88	2,55-10,92
4	24	5,16	0,439-18,78	0,092	0,02-0,18	0,49	0,009-2,46

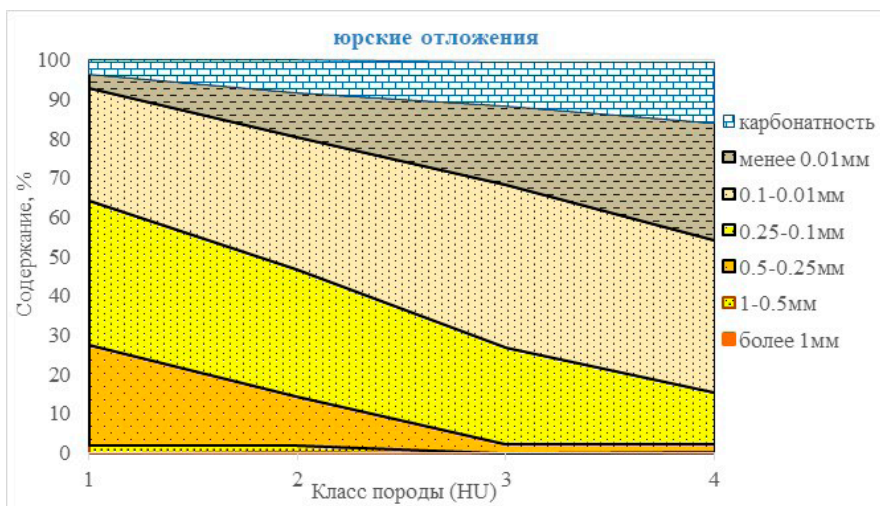
Произведено выделение корреляционных связей с петрофизическими параметрами (рис. 4). Для уточнения зависимости между гранулометрическим составом и петрофизическим классом (основанном на НУ), был построен график распределения частиц разного размера в зависимости от принадлежности к тому или иному классу НУ [4].

Полученный график позволяет по значениям пористости и выделенному классу коллектора более точно определять его проницаемость. Принадлежность пород к наивысшему классу гидравлических единиц НУ свидетельствует о больших значениях индекса фильтрации FZI, который в свою очередь характеризует низкую степень извилистости поровых каналов и меньшую величину удельной поверхности, что свойственно менее глинистым, хорошо отсортированным коллекторам.



**Рис. 4. Соотношение пористости и проницаемости в зависимости от петрофизического класса (гидравлических единиц потока – НУ) для юрских отложений**

На рис. 5 свидетельствуется о том, что присутствие в породе глинистых и алевритистых разностей (0,01-0,1 мм) оказывает негативное влияние на фильтрационные характеристики пласта, а наличие частиц размером 0,25-0,1 мм, наоборот, улучшает качество коллектора.



**Рис. 5. Распределение зерен разного размера в зависимости от НУ для юрских отложений**

На основе выполненной классификации образцов керн по их гидравлическим свойствам, стало возможным получение более детального представления о породах, слагающих разрез скважины. В частности, для коллекторов, выделенных по данным ГИС, оценка их качества проведена по свойствам, дополняющим величины пористости и глинистости.

Наличие такого дополнительного параметра как FZI, позволяет не только осуществить разделение пород на типы, но и путем выявления уточненных зависимостей проницаемости от пористости для каждого из классов коллекторов, решает проблему надежного прогнозирования коэффициента проницаемости, определенного по данным ГИС.

Для корректного использования гидравлической единицы совместно с интерпретацией ГИС, было проведено интегрирование керновых данных с каротажными. Подобное интегрирование, алгоритм которого представлен на рис. 6, заключается в подготовке основных результирующих кривых и применении зависимостей, полученных на керне, к изучаемому разрезу.

Первые три этапа являются стандартными при интерпретации данных ГИС, по отработанной методике выполняется расчет глинистости, пористости и проницаемости. При этом необходимо учитывать полноту проведенного комплекса, его информативность и геолого-технические условия проведения записи.

Особое внимание необходимо уделить расчету параметров  $K_p$  и  $K_{pr}$ . Так при расчете пористости, из имеющихся методов нейтронного, плотностного и акустического каротажа необходимо выбрать оптимальный комплекс, применение которого удовлетворяет условиям залегания пород и степени их уплотнения, типу пустотного пространства. Для расчета проницаемости, как правило, используется уравнение, адаптированное под изучаемый разрез, в качестве которого может применяться уравнение Тимура (результаты должны быть сопоставимы с керновыми данными) [5].



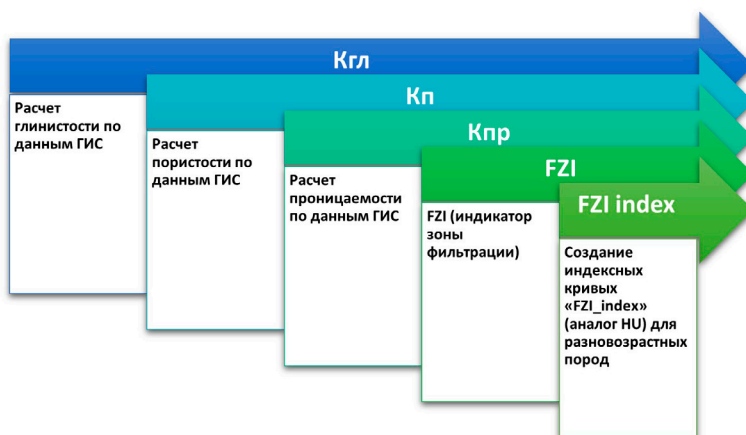


Рис. 6. Краткая блок-диаграмма алгоритма интегрирования керновых данных с каротажными для классификации пород разреза по гидравлическим свойствам

Основополагающим этапом классификации пород по гидравлическим признакам является расчет индикатора зоны фильтрации (FZI). По формуле (1) использованной для определения параметра FZI на образцах керна, искомые параметры были определены по всему разрезу скважины (рис. 7 – последние треки с сиреновой кривой).

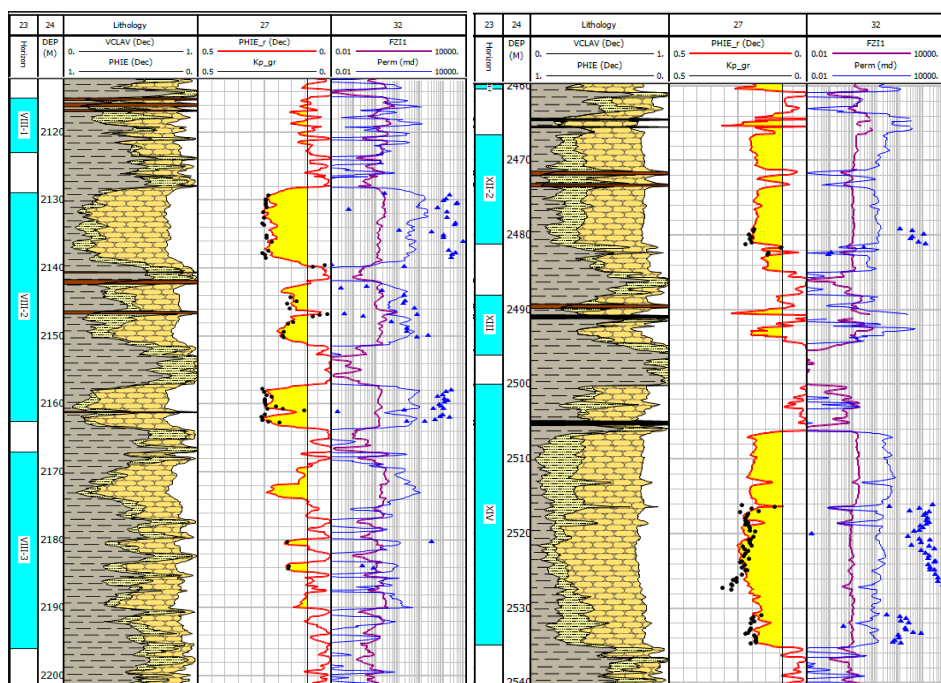


Рис. 7. Пример расчета FZI в скважине №94

Наличие индикатора зоны фильтрации (FZI) по всей глубине скважины позволило провести классификацию пород разреза, основанную на выделении типов коллекторов на ранее изученной коллекции керна. С этой целью на скважине была создана индексная кривая FZI\_index (аналог HU), значение которой в зависимости от принадлежности породы к определенному классу изменяется от 1 до 4 – для юрских отложений (рис. 8).

На рис. 8 продемонстрирована цветовая индикация выделяемых типов пород: для юры – синего; темный оттенок означает принадлежность породы к меньшему номеру класса, более светлый оттенок характеризует породы с высшим порядковым номером класса. Для большей наглядности при уточнении выбранной связи  $K_{пр} = f(K_p)$  и оценке пределов изменения FZI,  $K_p$  и  $K_{пр}$  образцов керна, использованного для выделения совокупности пород, графики на рис. 4 были приведены к аналогичной цветовой гамме.

Наличие индикаторной кривой FZI\_index во всем изучаемом разрезе скважины, позволило создать алгоритм вычисления проницаемости PermFZI, которая рассчитана в зависимости от схожих гидравлических свойств, характерных для определенной совокупности пород. Как видно из вышеприведенных графиков на рис. 8, для каждого класса пород получена индивидуальная зависимость  $K_{пр} = f(K_p)$ .

На рис. 9 приведен пример скорректированной проницаемости и продемонстрирована достаточно хорошая сходимость с анализами керна (кривая «Perm\_fzi» – синего цвета, расположена в последних треках рис. 9 а, б).

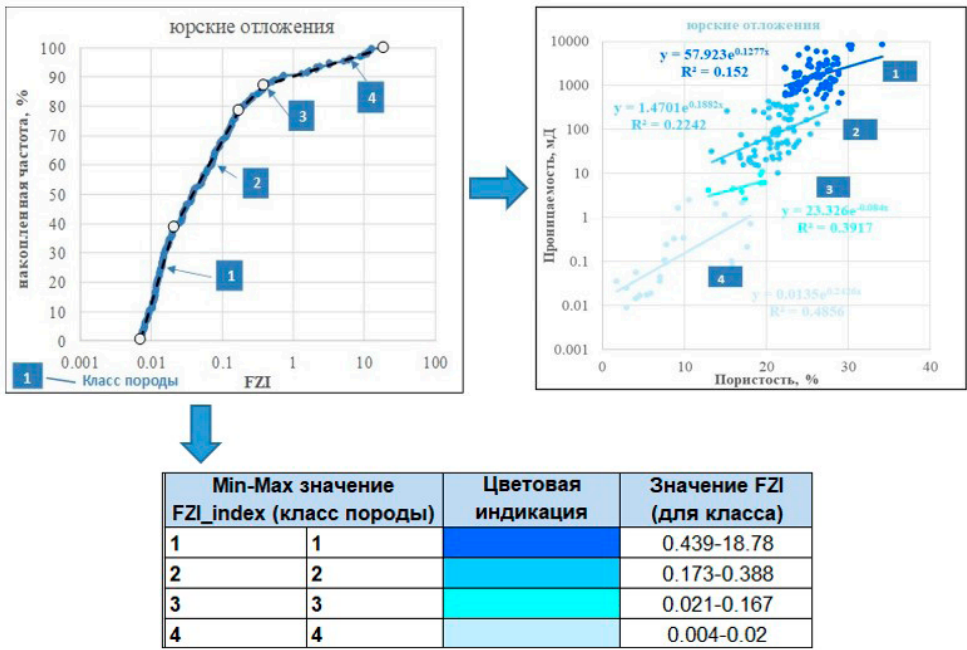
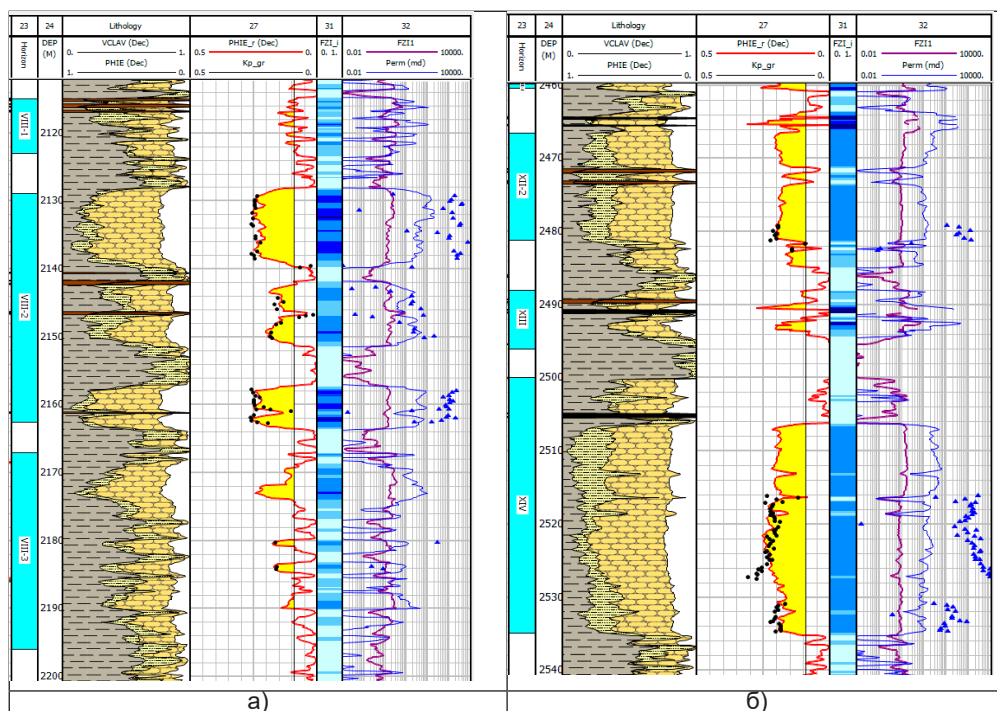


Рис. 8. Цветовая индикация совокупности пород юры в зависимости от принадлежности к тому или иному классу

Выполненная корректировка проницаемости может быть успешно применена не только при интерпретации данных ГИС, применение данной методики также возможно при построении гидродинамических и геологических моделей.





**Рис. 9. Пример рассчитанной кривой проницаемости по совокупности уравнений для различных классов пород**

Расчет комплексного параметра FZI при изучении месторождения обеспечивает возможность распределения классов коллекторов при построении трехмерных карт пористости и проницаемости. При этом подразумевается своевременное введение корректировок, основанных на изменении проницаемости по мере изменения принадлежности породы к определенному классу коллектора. Построение петрофизических моделей коллекторов и геологических моделей месторождений с учетом дополнительных характеристик пород разреза, позволит повысить уровень моделирования неоднородных резервуаров.

### **Методика построения геологической модели месторождения**

Отображение геологических особенностей формирования резервуара в компьютерной геологической модели предполагает создание адекватных методов и процедур, позволяющих получить наиболее полный объем информации о строении резервуара. Процесс построения статической геологической модели структуры предполагается выполнить в следующие этапы:

- построение литолого-седиментационной модели – выделение литофаций и литотипов по данным ГИС, исследований керна, данных сейсморазведки;
- выделение типов коллектора (гидравлических единиц потока), участвующих в строении продуктивного пласта месторождения, расчет индикатора FZI для каждого типа коллектора по данным исследований керна;
- построение петрофизической модели с учетом стохастического распределения гидравлических единиц потока в пределах каждой фациальной обстановки.

Базируясь на вышеописанном подходе выделения типов коллекторов и расчёта индикатора FZI для каждого типа коллектора, сформируем завершающую процедуру построения геологической модели. Моделирование направлено на создание трёхмерных моделей, которые помогают выявить закономерности между фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторских пород и условиями их формирования. Эти модели критически важны для разработки эффективных технологий добычи нефти и газа. Анализ внутренних вариаций позволяет предсказать распределение углеводородов и поведение гидродинамики в месторождении. Это, в свою очередь, способствует определению наиболее перспективных зон с улучшенными коллекторскими свойствами для бурения и оценке потенциала дальнейшего освоения ресурсов. Учитывая реализацию стохастической модели резервуара в межскважинном пространстве для каждого слоя, в пределах каждой фациальной обстановки формируются свои гистограммы распределения гидравлических единиц потока. Проведённая систематизация FZI позволяет построить зависимость пористости и проницаемости от класса коллектора, появляется возможность прогноза проницаемости коллектора, если для анализируемой точки разреза по данным ГИС определены пористость и номер гидравлической единицы потока [6].

Процесс формирования петрофизической модели с учетом классификации коллекторов включает следующие этапы.

Учитывая геологическое строение залежи и ранее разработанный структурно-тектонический каркас, распределение литологической модели месторождения производится на основе интерпретированных данных геолого-геофизических исследований с применением стохастического метода SIS, который включает статистический анализ стандартного отклонения, распределение вероятностей и анализ вариограмм. Определение граничных значений петрофизических и гидродинамических параметров осуществляется на основе лабораторных данных, таких как пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность, относительные фазовые проницаемости и капиллярные кривые (рис. 10).

На следующем этапе формируется трёхмерная модель пористости коллектора с учётом ранее разработанной литологической модели. Для моделирования пористости в данном месторождении используются фактические точечные данные по скважинам, полученные в результате интерпретации геофизических исследований и анализа керна. Для привязки исходных данных к литологической модели и интерполяции их в межскважинном пространстве применяется метод вероятностного моделирования (Gaussian Random Function Simulation).

На основе полученной карты средней пористости и характера её изменения в разрезе по скважинным данным построена трёхмерная модель распределения пористости по месторождению в целом. Для пересчёта трёхмерной модели пористости в трёхмерную модель проницаемости был использован вычисленный для месторождения по атрибуту мгновенной фазы комплексный параметр FZI, отражающий зависимость пористости от проницаемости. Далее полученные пространственные распределения ФЕС были положены в основу построения гидродинамической модели (рис. 11).

Таким образом, петрофизическая модель основывается на модели распределения классов коллектора, которая позволяет для каждой ячейки рассчитать значения, исходя из характеристик пористости и насыщенности, позволяя более надёжно определять распределять углеводородный потенциал месторождения в объеме резервуара.

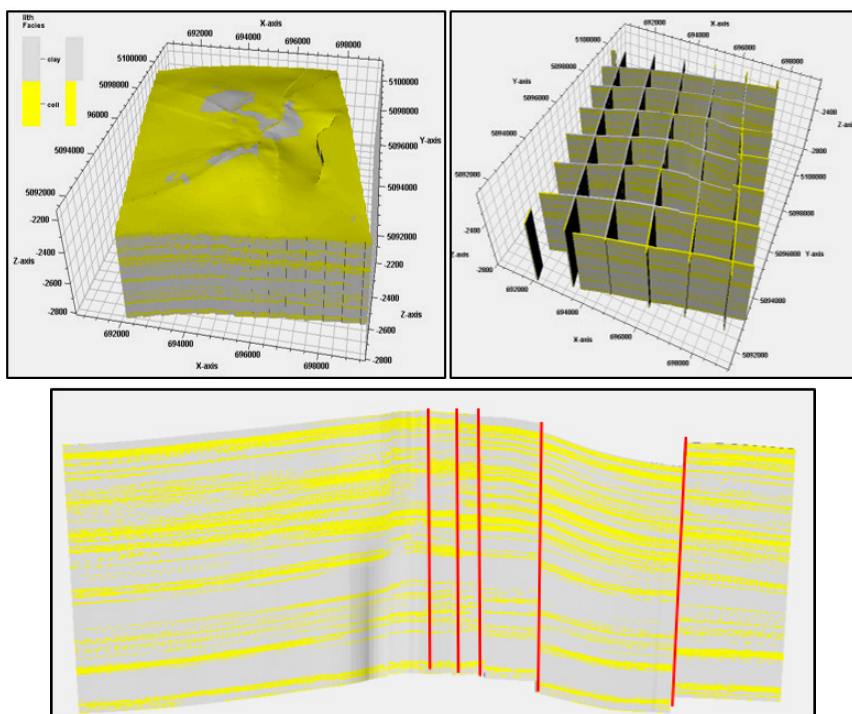


Рис. 10. Куб литологии

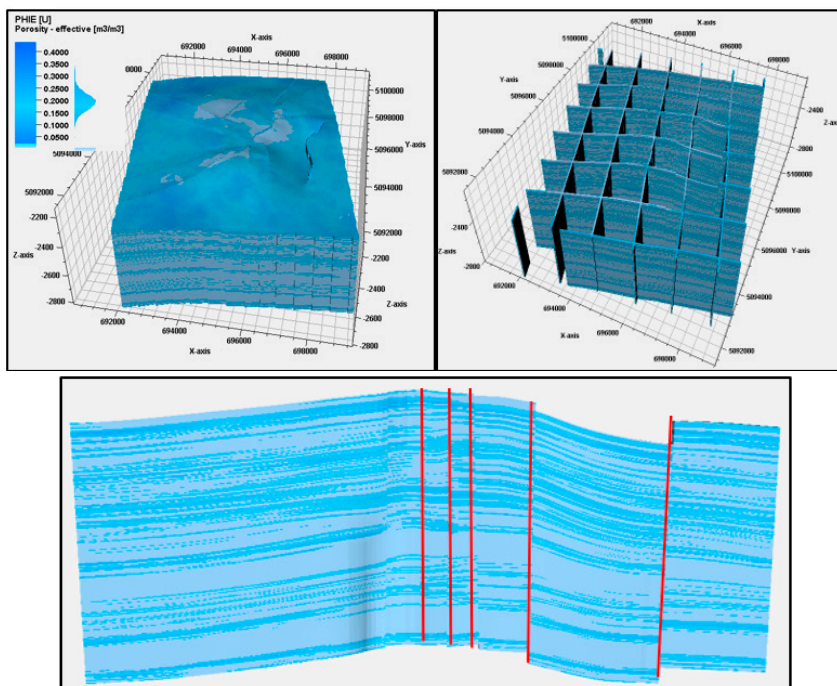


Рис. 11. Расчёт трёхмерной модели проницаемости по трёхмерному кубу пористости

## **Выводы**

Структура коллектора предопределяет динамику движения в нем жидкой фазы. Построение геологических моделей месторождений нефти с учетом структуры резервуаров может повысить эффективность и адекватность компьютерного моделирования. Создание методик моделирования фильтрационных процессов в неоднородных коллекторах делает востребованными процедуры формализованного описания неоднородностей резервуара. Построенная геологическая модель на базе разделения коллекторов по классам гидравлических единиц потока позволяет проводить корректировку гидродинамической модели с учетом изменения проницаемости по мере изменения значения класса коллектора ячейки при постоянной величине пористости. Следовательно, не меняя величину балансовых запасов углеводородов залежи, можно просчитать более эффективный вариант разработки месторождения при новых значениях проницаемости и гидродинамических параметров.

## **Список использованной литературы**

1. Пересчет запасов нефти и газа месторождения Досмухамбетовское Атырауйской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2019 г. – г. Атырау, ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», 2019.
1. Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. – М., ООО «Премиум Инжиниринг», 2011, 838 с.
1. Белозеров Б.В. Роль петрофизических исследований при оценке насыщения сложнопостроенных коллекторов. – Известия Томского политехнического университета, 2010, т. 317, № 1, с. 110-116.
1. Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.K. Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells. – SPE 26436, 68th Ann. Tech. Conf. and Exhibit, Houston, Tx, 1993, p. 205-220.
1. Меркулов В.П.: Геофизические исследования скважин. – Издательство Томского политехнического университета, 2008, 139 с.
1. Белозёров В.Б., Разин А.В. Сейсмогеологическая интерпретация данных 3D\_сейсморазведки на месторождениях нефти и газа (на примере Крапивинского месторождения). – Интенсификация добычи нефти, Матер. Междунар. научно-практ. конф., Томск, 2004, с. 97-103.

# **АҒЫНДЫҚ ГИДРАВЛИКАЛЫҚ БІРЛІКТЕР КОНЦЕПЦИЯСЫ ӘДІСІН ПАЙДАЛАНА ОТЫРЫП, ГЕОЛОГИЯЛЫҚ МОДЕЛЬДЕРДІ ҚҰРУ КЕЗІНДЕ ОРТА ЮРА ШӨГІНДІЛЕРІНІҢ КОЛЛЕКТОРЛАРЫНДАҒЫ ГЕТЕРОГЕНДІЛІГІН КӨРСЕТУ (ДОСМҰХАМБЕТОВ КЕН ОРНЫН МЫСАЛҒА АЛА ОТЫРЫП)**

**Э.Б. Болат, А.Б. Кереев, Г.Т. Жамалиденова, Ж.С. Мурзағалиева,  
А.С. Марданов**

*Мақалада 1993 жылы Амефуле және т.б. ұсынған гидравликалық ағынды бірлік концепциясын пайдалана отырып, мұнай және мұнай-газ кен орындарының геологиялық модельдерін құру кезінде қабаттардың литологиялық-беттік ерекшеліктерін көрсетуді рәсімдеу мәселелері қарастырылады. Тасбаған материалының стандартты зертханалық зерттеулерінің нәтижелері бойынша кеуекті кеңістік сипаттамалары ұқсас юра су қоймаларының топтары анықталды, тасбаған және геофизикалық мәліметтерді біріктіру жүзеге асырылды. Процесті формализациялау геологиялық объектінің неғұрлым барабар цифрлық моделін құруға мүмкіндік береді. Бұл, өз кезегінде, кен орнын пайдалану кезінде деректер жинақталуына байланысты геологиялық модельді бейімдеу процесін рәсімдеуге және жаңа технологияларды пайдалана отырып, көмірсутектерді өндіруді оңтайландыруға мүмкіндік береді.*

**Түйінді сөздер:** *терригендік су қоймалары, кеуектілік, өткізгіштік, гидравликалық ағынды қондырғылар, Ембі кен орындары, RQI, FZI.*

## **Информация об авторах**

**Болат Эльмира Болаткызы** – старший инженер службы геофизики и петрофизики, *E.Bolat@kmge.kz*

**Кереев Ануар Болатулы** – ведущий инженер службы геологического моделирования, *A.Kereyev@kmge.kz*

**Жамалиденова Гульжамал Турғалиевна** – руководитель службы геофизики и петрофизики, *G.Zhamalidenova@kmge.kz*

**Мурзағалиева Жансая Сайлауовна** – директор департамента геологии, *Zh.Murzagaliyeva@kmge.kz*

**Марданов Алтынбек Сулейменович** – директор филиала, *A.Mardanov@kmge.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», Атырауский филиал, г. Атырау, Казахстан



# ПРОГНОЗ НАЛИЧИЯ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД В АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ ЮЖНО- МАНГЫШЛАКСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА

Д.У. Тасмухаметов, М.А. Қайрат

*Данная статья является продолжением исследовательских работ в Южно-Мангышлакском осадочном бассейне в районе локальных впадин Година, Ракушечная и граничащих с ними поднятий. Построенные литолого-фациальные карты на основе керн и шлама скважин V-1 (Женис), R-1 (Ракушечная), N-1 (Нурсултан), CNTR-1 (Центральная) могут прогнозировать наличие или отсутствие такого важнейшего элемента нефтегазонадной системы, как нефтематеринская порода. Полученные результаты позволяют оценивать перспективы структур и планировать геологоразведочные работы.*

**Ключевые слова:** Южно-Мангышлакский осадочный бассейн, литолого-фациальный анализ, осадконакопление, керн, шлам, текстура, нефтематеринская порода.

## **Введение**

По запасам и добыче углеводородов Южно-Мангышлакский осадочный бассейн (далее – ЮМОБ) является важным для Республики Казахстан. В пределах ЮМОБ находятся такие крупные месторождения, как Узень, Жетыбай, а также средние – Тенге, Асар, Дунга, Карамандыбас, и множество мелких.

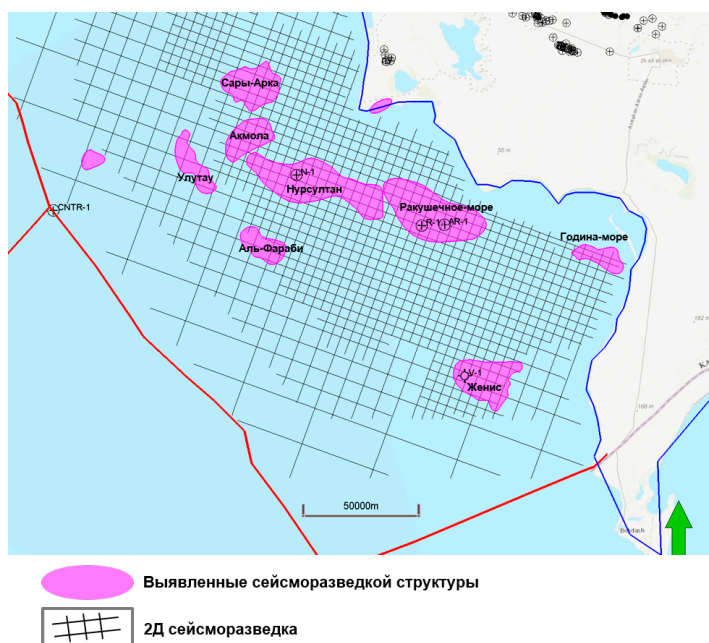
Основные открытия на протяжении истории были сделаны на суше, в пределах Жетыбай-Узеньской ступени. Акватория Каспийского моря, где продолжается осадочный бассейн (далее – ОБ), изучена слабо бурением и неравномерно сейсморазведкой 2Д МОГТ, выполненной «КазахстанКаспийШельф» в 1994-1997 гг. В Каспийском море в ЮМОБ открыты месторождения Хвалынское, Центральное, Ракушечное-море. Сейсморазведкой выделены структуры Аль-Фараби, Улутау, Кетик, Акмола, Сары-Арка (рис. 1), и на текущий момент перспективы этих структур сохраняются.

В данной статье рассмотрены и изучены вопросы наличия и качества нефтематеринских пород (далее – НМП), как важнейшего элемента нефтегазонадной системы, на территории ЮМОБ в Каспийском море. На основе анализа НМП дана оценка перспектив и возможные направления для геологоразведочных работ в этом регионе.

## **Тектоника и условия осадконакопления**

Тектоническое развитие ЮМОБ оказало непосредственное влияние на осадконакопление и формирование пород, обогащенных органическим веществом (далее – ОБ). Основные этапы тектонического развития:

1. растяжение и рифтообразование в пермско-триасовое время;
2. окончание рифтогенеза в позднем триасе и процессы сжатия, с которыми связано региональное несогласие;
3. период относительного покоя и стабильности ОБ в юрское и меловое время;
4. сжатие и инверсия в позднемеловое и палеогеновое время [1].



**Рис. 1. Обзорная карта структур ЮМОБ в пределах Каспийского моря**

*Триас.* Первый этап тектоники, связанный с рифтообразованием, находит отражение на сейсмических профилях в виде грабенов, заполненных породами триасового возраста. Нижнетриасовые отложения формировались под влиянием процессов растяжения, которые были характерны для Южно-Мангышлакского бассейна на начальном этапе образования. В это время в пределах бассейна закладывается Северо-Карабогазская рифтовая система, центральная часть которой находилась в районе структур Ракушечная и Нурсултан. Основным источником сноса являлся Карабогазский вал, море находилось на северо-востоке, а климат был жарким и сухим (рис. 2). В скважинах N-1 и R-1 вскрыты карбонатные породы, образовавшиеся, вероятно, в условиях глубоководного континентального шельфа. По керну в скв. N-1 серые скрытокристаллические известняки с угловатыми обломками пород.

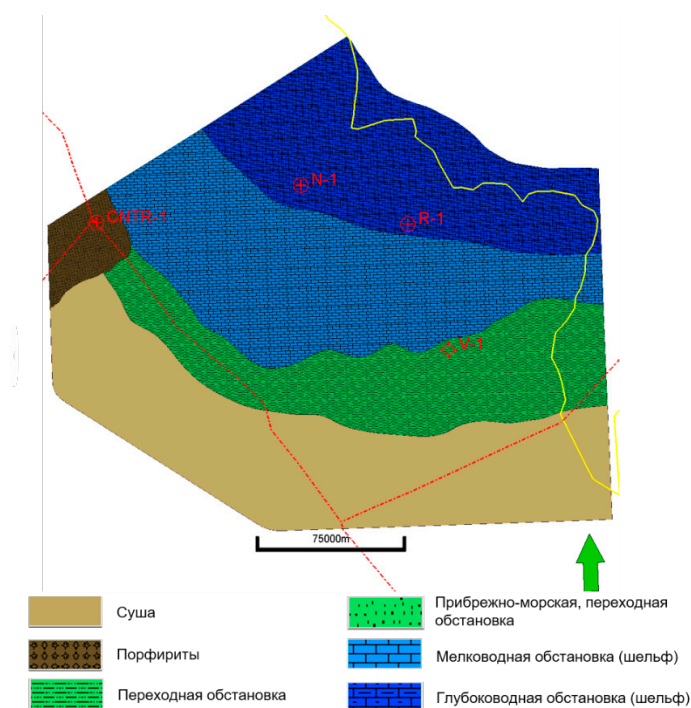
В среднетриасовую эпоху осадконакопление происходило в условиях стабильного опускания бассейна, и снос осадочного материала также шел с Карабогазского вала. Но климат стал гумидным, и геохимическая обстановка была восстановительной, что способствовало накоплению и захоронению ОВ. В скв. N-1 (структура Нурсултан) и R-1 (Ракушечная) отложения накапливались в условиях глубоководной части шельфа (рис. 3), по шламу преобладают черные, темно-серые аргиллиты и серые плотные известняки типа мадстоуна и вакстоуна [2].

В конце среднего триаса произошла смена условий осадконакопления с карбонатов среднетриасового возраста на терригенные породы верхнего триаса. Изменение условий было связано с началом второго этапа тектоники, когда преобладали восходящие движения и сжатия – киммерийский орогенез. Отложение песчано-глинистых пород в начале верхнего триаса происходило в обстановке низменной приморской и аллювиально-озерной равнины. Шлам скв. N-1 и R-1

представлен светло-зелеными и красно-коричневыми, некарбонатными алевролитами и мелкозернистыми, зелено-серыми, светло-коричнево-серыми, с глинистым цементом, песчаниками. Изменение цвета пород связано с влиянием то морских, то континентальных условий. Континентальные условия подтверждаются прослоями углей в скв. N-1, а следы глауконита в этой же скважине по шламу – это признак переходной от суши к морю обстановки.

Обширная область в районе скв. V-1 и CNTR-1 подверглась эрозии, связанной с киммерийским орогенезом, поэтому определить состав и условия образования пород в этой области крайне затруднительно. Границы распространения пород триаса и эрозии определены по данным сейсморазведки 2D [2].

По условиям осадконакопления нижнетриасовые и среднетриасовые отложения потенциально могут быть НМП, а приуроченность данных отложений к депрессиям, таким как впадина Ракушечная и Година (рис. 4), создают предпосылки считать эти впадины потенциальными очагами генерации углеводородов (далее – УВ).

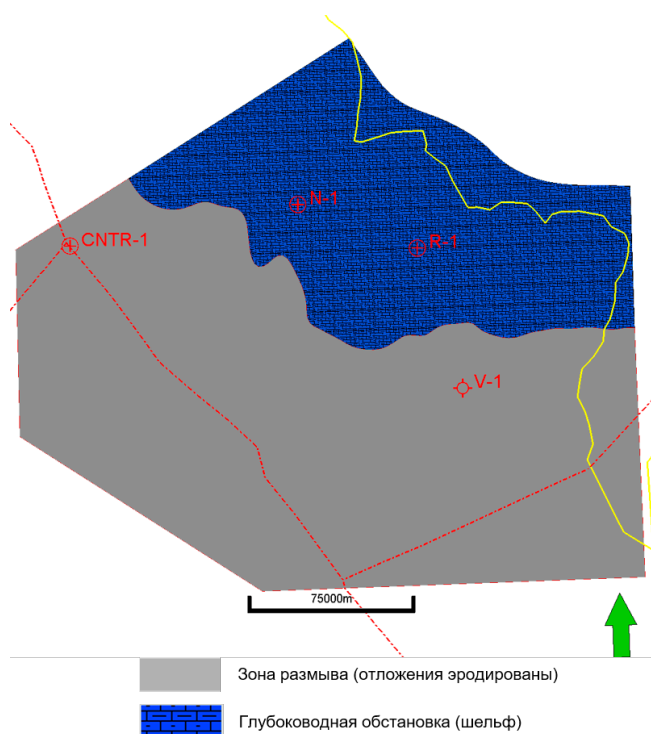


**Рис. 2. Условия осадконакопления в раннем триасе**

*Юра.* В раннеюрское время сохраняются преимущественно континентальные условия, шло заполнение неровностей доюрского рельефа осадками русел и временных потоков. По мере заполнения неровностей рельефа, водный бассейн трансгрессировал на восток и практически на всей территории бассейна установились условия низменной прибрежной равнины с озерами и реками. Согласно региональной геологии мелководные участки водоема, береговые зоны, старицы, зарастая, превращались в торфяные болота, на месте которых в дальнейшем образовывались прослои и линзы углей. Для ранней юры характерен гумидный и теплый климат.



В начале среднеюрского времени также существовала низменная равнина, а источником осадочного материала выступал Карабогазский свод. В керне скв. N-1 можно увидеть русловый аллювий реки с обломками пород, либо канал дельты, эродировавший нижележащие породы – аргиллиты. Также наблюдается рябь течений в светло-серых песчаниках, размерность которых от мелко- до крупнозернистых. Песчаники хорошо сортированы, что говорит о высокой динамике среды. Керн имеется и в скв. R-1, характеризующий обстановку как континентальную, а именно пойменную. Индикаторами служат тонкослоистые отложения аргиллитов и алевролитов с остатками корневой системы растений и углефицированный интервал толщиной 30 см (рис. 5). Данные керны и шлама подтверждают региональные представления о седиментологии среднеюрского времени.



**Рис. 3. Условия осадконакопления в среднем триасе**

С батского времени с запада на восток происходит изменение фациально-палеогеографических обстановок от мелкого моря к континентальной низменной аккумулятивной равнине (рис. 6). Климат батского века был теплым и влажным, о чем свидетельствует серая окраска пород, обилие органики и угольных пластов. В скв. N-1 по шламу появляются зеленовато-серые, темно-зеленовато-серые алевролиты, темно-зеленые аргиллиты и зеленовато-серые песчаники с кальцитовым цементом. Зеленоватый цвет пород зачастую связан с хлоритом – минералом, который характерен для морских условий.

Келловейское время характеризуется широким распространением морских условий с терригенной седиментацией. Морской бассейна обрамлялся с востока обширной прибрежной равниной, на которую эпизодически проникали морские воды, способствовавшие повышению карбонатности терригенного материала (рис. 7).

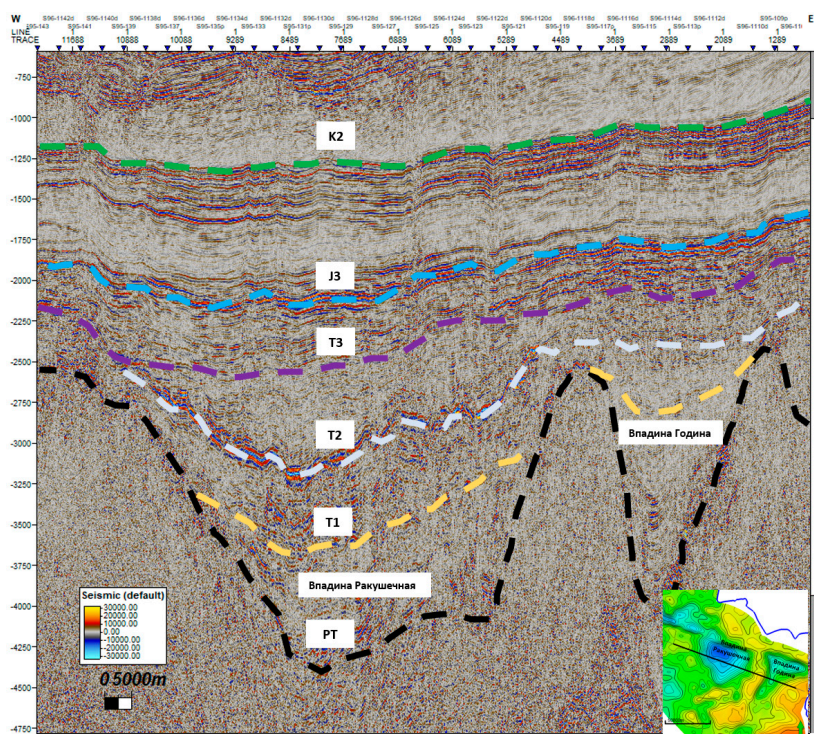


Рис. 4. Временной разрез через впадины Година и Ракушечная



Рис. 5. Керн из скв. R-1, ааленский ярус J2a

Таким образом, в среднеюрское время в осадочном бассейне установилась длительная континентальная эпоха с накоплением аллювиально-озерно-болотных отложений нижней и средней юры, предшествовавшая юрской трансгрессии. Теплый и влажный климат был благоприятен для обогащения осадков органическим веществом гумусового и сапропелевого типа, а восстановительные геохимические условия способствовали его массовому захоронению. Породы средней юры могут быть нефтематеринскими, но их катагенетическая зрелость остается неопределенной ввиду относительно небольших глубин залегания.

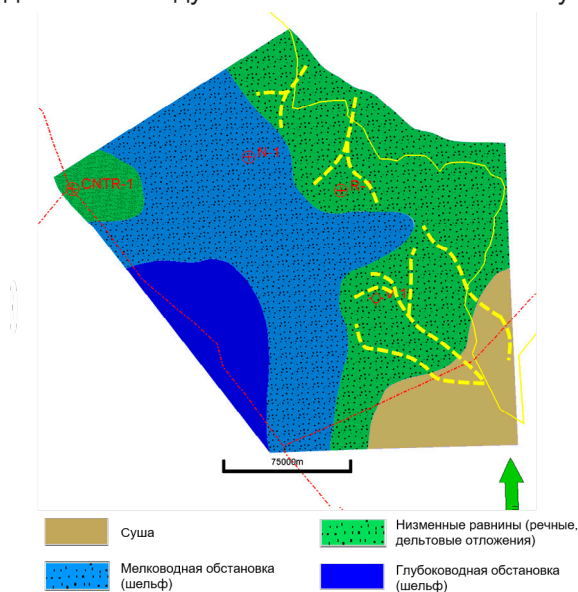


Рис. 6. Условия осадконакопления в батское время

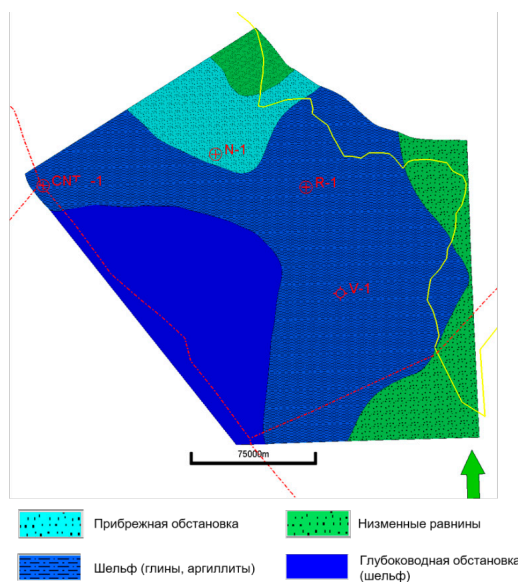


Рис. 7. Условия осадконакопления в келловейское время

В позднеюрское время изучаемая территория была вовлечена в более интенсивное погружение, в результате чего накапливались типично морские карбонатные и терригенно-карбонатные, участками битуминозные, отложения с разнообразной морской фауной. В районе скв. V-1 и N-1 существовали, вероятно, глубоководные шельфовые условия. По шлифам скв. V-1 породы верхней юры представлены тонко- мелкокристаллическими доломитами и известняками (рис. 8). Видны перекристаллизованные обломки скелетных зерен брахиопод, остракод. В шлифах установлены плотные известняки типа мадстоун-пакстоун, сцементированные карбонатно-глинистым веществом [3].



а) б)  
**Рис. 8. Шлифы пород верхней юры по скв. V-1**  
*а) доломит; б) известняк*

На рубеже позднеюрской и раннемеловой эпох произошел обширный подъем территории, в результате которого верхнеюрские отложения на значительных участках были размыты и в последующем доломитизированы. Доломиты по керну скв. CNTR-1 характеризуются серой окраской, неравномерно окремненные, скрытокристаллические, с реликтовой детритово-пелитоморфной и водорослево-пелитоморфной структурой, нарушенные текстурами биотурбаций [4].

На основе построенных литолого-фациальных карт существуют два интервала нефтегазоматеринских пород в ЮМОБ в Каспийском море, которые могут являться источниками углеводородов для мезозойских коллекторов. Прежде всего это ниже- и среднетриасовый комплекс, и второстепенное значение имеет юрский комплекс.

### **Скважинные данные**

Косвенным подтверждением существования НМП нижнего и среднего триаса в акватории Каспия являются данные по наземным скважинам Южного Мангышлака (Темир-Баба 1П, Аккар Северный 14, Жетыбай 25, Узень 1Т, Шапырган Восточный 2П, Ракушечная 6), в которых имеются НМП в оленекском ярусе. Также известно, что на месторождении Жетыбай Южный карбонатные коллекторы триаса и терригенные коллекторы юры продуктивны, и, вероятно, источником УВ являются битуминозные известняки нижнего триаса. Среднетриасовые нефтегазоматеринские породы были выделены на основе геохимии по наличию прибрежно-морских и ограниченно морских фаций в скв. Аккар Северный 14 и Ракушечная 23.



По обнажениям в горах Каратау видно, что нижнеюрский отдел в основном состоит из континентальных отложений и в подошве тоарского яруса залегают преимущественно речные отложения, тоарский ярус отделяется от ааленского локальным угловым несогласием. По геохимическому анализу месторождений, существующих на территории Казахстанского сектора Каспийского моря, отмечается высокий потенциал нефтегенерации среднеюрских аргиллитов, в основном келловее, с содержанием органического углерода до 0,9% и следующими параметрами пиролиза:  $S_2 = 0,61\text{--}1,39$  мг/г, водородный индекс  $HI = 100\text{--}376$  мг УВ/кг [5].

В скв. V-1 по триасу методом Rock-Eval исследовано 16 образцов шлама. Пробы с глубин 3038; 3066–3098; 3160; 3200; 3220 и 3258 м характеризуются хорошим генерационным потенциалом, о чем свидетельствуют значения параметров:  $(S_1+S_2) = 5,02\text{--}9,55$  мг УВ/г породы, общий органический углерод (total organic carbon – TOC), равный 1,75–4,24% масс. Параметр  $T_{max}$  колеблется в диапазоне значений от 430 до 440°C, что соответствует стадии катагенеза МК1. Другая группа проб имеет очень хороший генерационный потенциал с параметрами  $(S_1+S_2) = 10,69\text{--}21,93$  мг УВ/г породы,  $TOC = 3,43\text{--}5,89\%$  масс – это образцы с глубин 3056; 3120; 3140 и 3180 м.  $T_{max} = 434\text{--}444^\circ\text{C}$  (рис. 9). По значению водородного индекса ( $HI = 200\text{--}276$ ) органическое вещество всех исследованных пород триаса относится к смешанному II/III типу [2].

Метод Rock-Eval в скв. V-1 подтвердил региональные представления о том, что на территории ЮМОБ триасовые отложения могут являться нефтематеринскими породами. И важно отметить, что полный разрез триасовых отложений характерен для локальных депрессий, таких как впадина Ракушечная и Година (рис. 10).

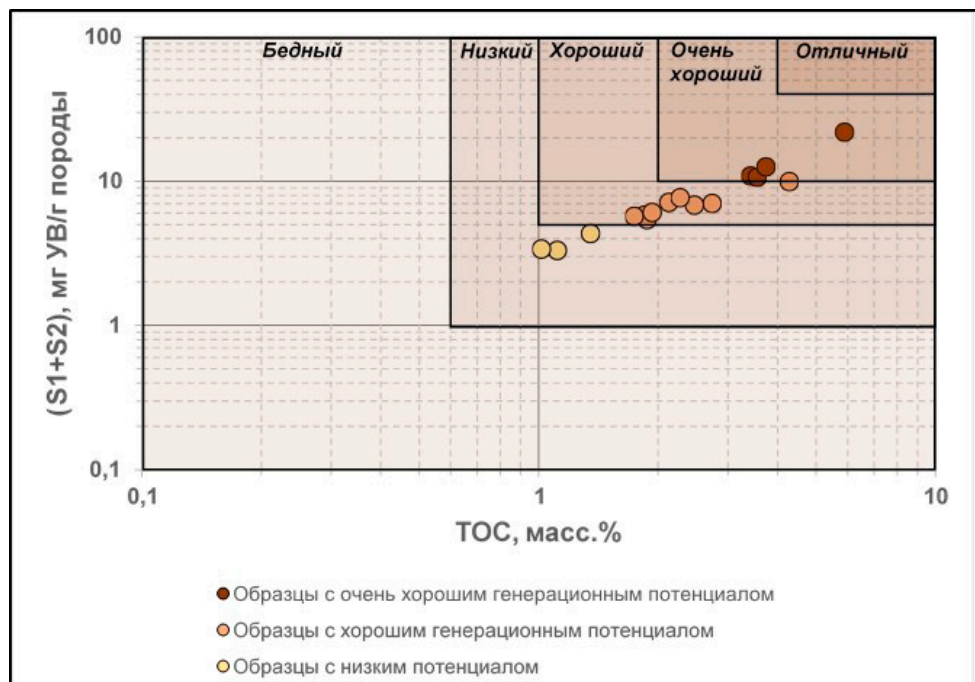
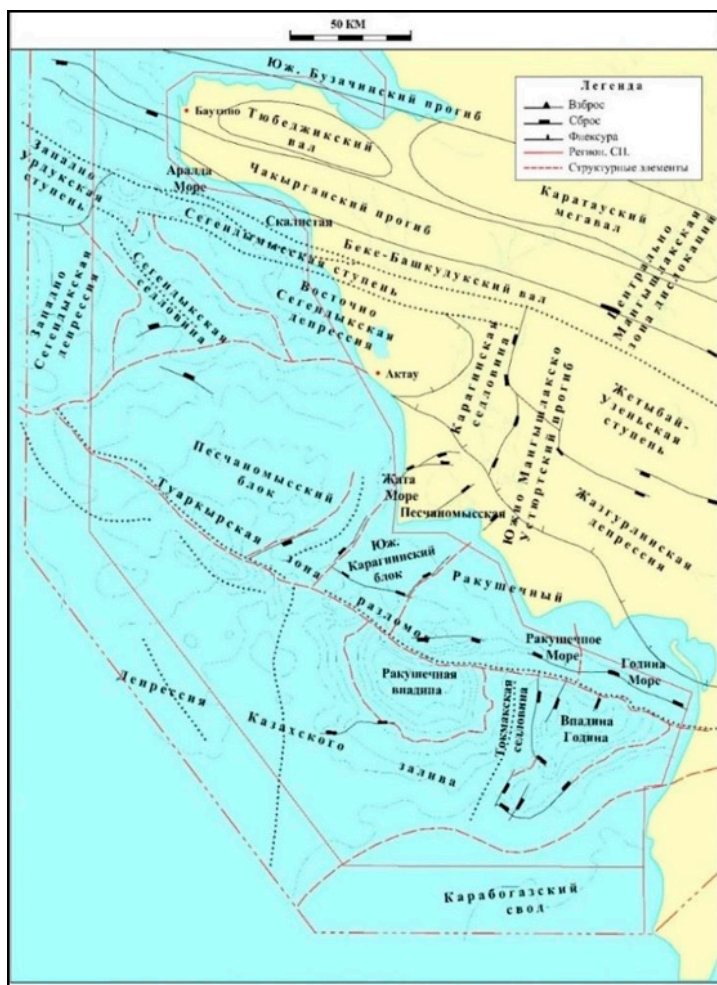


Рис. 9. Результаты Rock-Eval по триасу, скв. V-1

## Заключение

Условия осадконакопления в раннем и среднем триасе, а также в среднеюрский период времени способствовали захоронению, сохранению ОВ и впоследствии формированию НМП. Качественно и количественно это подтверждается скважинными данными на море (скв. V-1) и на суше. ОВ пород триаса относится к смешанному II/III типу, и отдельные интервалы возможно охарактеризовать как НМП с хорошим генерационным потенциалом.



**Рис. 10. Основные тектонические элементы ЮМОБ**

Однако отложения триаса распространены не повсеместно в ЮМОБ, а в локальных впадинах и грабенах, которые можно рассматривать как потенциальные очаги генерации УВ. Поэтому перспективы при поисках нефти и газа связаны с объектами и структурами, находящимися вблизи локальных впадин Година, Ракушечная и аналогичных в ЮМОБ. С этой точки зрения структуры Аль-Фараби, Улутау, Сары-Арка относятся к перспективным (рис. 11), но с учетом результатов бурения скв. V-1 необходимо построение детальной бассейновой модели с оценкой направления миграции УВ.



**Рис. 11. Карта изохрон по подошве триаса и расположение выявленных структур**

### **Список использованной литературы**

1. Анализ нефтегазоносных комплексов на участке Нурсултан. – «Коноко-Филлипс», 2012.
2. Уточнение геологического строения структуры в пределах участка Жеңіс с учетом результатов бурения скважины V-1. – Отчет ТОО «КМГ Инжиниринг», Астана, 2023, 159 с.
3. Анализ кернa, определение типизации коллекторов, определение физико-химических свойств пластовых флюидов. – Отчет филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз», Ақтау, 2023.
4. Комплексные исследования шлама, кернa, пластовых флюидов поисковой скважины №1 на участке «Центральный». – Отчет ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград, 2008, 1084 с.
5. Нурабаев Н. Геологическое строение и нефтегазоносные системы казахстанского сектора Каспийского моря Южно-Мангышлакского осадочного бассейна. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2024, том 6, №1, с. 5–17.



# ОҢТҮСТІК МАҢҒЫШЛАҚ ШӨГІНДІ БАССЕЙНІНІҢ КАСПИЙ ТЕҢІЗІ АКВАТОРИЯСЫНДАҒЫ МҰНАЙ ТУДЫРУШЫ ЖЫНЫСТАРДЫҢ БОЛУ БОЛЖАМЫ

Д.У. Тасмухаметов, М.А. Қайрат

Бұл мақала Оңтүстік Маңғышлақ шөгінді бассейнінде Годиннің жергілікті ойпаттары, Ракушечная және олармен шектесетін құрылымдар аймағындағы зерттеу жұмыстарының жалғасы болып табылады. V-1 (Жеңіс), R-1 (Ракушечная), N-1 (Нұрсұлтан), CNTR-1 (Центральная) ұңғымаларының өзегі мен шламы негізінде салынған литологиялық-фациалдық карталар мұнай-газ жүйесінің мұнай тудырушы жыныстары сияқты аса маңызды элементтерінің болуын немесе болмауын болжай алады. Алынған нәтижелер құрылымдардың болашағын бағалауға және барлау жұмыстарын жоспарлауға мүмкіндік береді.

**Түйінді сөздер:** Оңтүстік Маңғышлақ шөгінді бассейні, литологиялық-фациялық талдау, шөгінділер, өзек, шлам, текстура, мұнай тудырушы жыныстар.

## Информация об авторах

**Тасмухаметов Дамир Урынғалиевич** – ведущий инженер управления разведки департамента геологоразведки, [D.Tasmukhametov@kmge.kz](mailto:D.Tasmukhametov@kmge.kz)

**Қайрат Мадияр Ардақұлы** – ведущий инженер управления разведки департамента геологоразведки, [M.Kairat@kmge.kz](mailto:M.Kairat@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

## ПРОБЛЕМЫ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОБЪЕКТОВ ПАЛЕОЗОЯ ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА: УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕГО ОСВОЕНИЯ

Б.Х. Нұрманов

В данной работе исследованы проблемы строения и нефтегазоносности глубокозалегающих объектов палеозоя Южного Мангышлака, уделено большое внимание малоизученному палеозойскому фундаменту, с которым также связываются высокие потенциальные возможности открытия новых глубокозалегающих залежей нефти и газа.

Открытие глубокозалегающих гигантских и крупных нефтяных и газовых месторождений в осадочных комплексах, породах фундамента различных регионов мира, позволили по-новому оценить границы нефтегазоносности триас-палеозойского комплекса Мангышлака и переосмыслить теорию генетической природы происхождения углеводородов.

Материалы исследований позволили сформировать обобщенные представления о геологии и перспективах нефтегазоносности палеозойских и

*триасовых глубокозалегающих сложнопостроенных объектов Южного Мангышлака.*

**Ключевые слова:** *палеозойский фундамент, триасовый переходный комплекс, вторичный коллектор, газ, нефть, пластовая вода, нефтегазоносность.*

Стратиграфический разрез вскрытых бурением пород Южного Мангышлака, достаточно широк и включает три структурных этажа, отвечающих определенным стадиям развития: фундамент (геосинклинальный этап), доюрский (переходный, доплитный) и юрско-четвертичный (собственно платформенный этап) [1].

*Породы фундамента* залегают под мощным чехлом осадочных отложений, вскрыты глубокими скважинами в разных частях Южно-Мангышлакского прогиба. Детальное изучение состава и условий образования палеозойских толщ, позволило выделить в составе фундамента два структурных яруса: нижний и верхний, отличающиеся степенью литификации и дислоцированностью пород [1, 2].

Фундамент слагают терригенные разности, метаморфизованные на стадии мусковит-хлоритовой субфации зеленых сланцев, прорванные в различных случаях гранитоидными интрузиями и дайками основного и кислого составов. Наиболее часто встречаются кварцево-слюдяные, серецито-кварцевые метапесчаники, сланцы, кварциты, мраморизованные известняки. Проведенные исследования с достаточным основанием позволяют говорить о докаменноугольном возрасте пород нижнего структурного яруса и каменноугольно-раннепермском – верхнего яруса [2].

Начало *переходного* этапа развития сопровождалось оживлением подвижек по региональным разломам действием сил горизонтального растяжения, результатом чего явилось заложение крупных грабенообразных прогибов – Центрально-Мангышлакского и Туаркыр-Карауданского.

На породы фундамента ложатся с размывом отложения позднепермско-триасового возраста. При этом красноцветные грубообломочные отложения верхней перми имеют локальное распространение, и на породах фундамента залегают преимущественно разновозрастные породы триаса или даже юры.

В составе триасового разреза выделяется пестроцветный, в основном, алевролитно-аргиллитовый комплекс нижнего триаса, сформировавшийся в континентальной обстановке, вулканогенно-карбонатный морской среднетриасовый и вулканогенно-терригенный верхнетриасовый комплексы отложений.

В *платформенный (юрско-четвертичный)* этап развития рассматриваемая территория была вовлечена в длительное прогибание, которое прерывалось сравнительно кратковременными подъемами. В результате этого погружения накопилась значительная толща до 4,8 км осадков платформенного чехла. Разрез платформенного чехла включает отложения юры, мела, палеогена и неоген-четвертичной системы, которые в свою очередь подразделяются на структурные ярусы и формационные комплексы. В зависимости от фациальных условий образования выделяются как терригенные типы пород, так и породы морского происхождения [2].

В пределах Южного Мангышлака выделяются тектонические элементы II порядка: Песчаномысско-Ракушечная зона поднятий (II-Ж), Карагинская седловина (II-Д), Сегендомская (II-А) и Жетыбай-Узеньская ступень (II-Б), Мангышлакская флексура (II-Е), где глубокими скважинами вскрыты породы палеозойского фундамента [3]. Метаморфические и магматические породы фундамента, также вскрыты 23 скважинами на площадях Карабогазского свода (III) (рис. 1).

Наиболее полную информацию внутреннего строения фундамента характеризуют геофизические поля земной коры и, прежде всего, магнитное поле. В 1982–84 гг. территория Мангышлака была перекрыта высокоточной аэромагнитной съемкой, наблюдения велись с помощью аэромагнитных станций КАМ-28 и радиогеодезического зонда, результирующие построения выполнены с сечением в 2нТл.

В работе [1] с целью более полного анализа аэромагнитных данных, учитывающих материалы глубокого бурения, геологической службой «КазНИПИ-нефть» совместно со специалистами треста «Казгеофизика» была произведена дополнительная переинтерпретация материалов с учетом всего комплекса геолого-геофизической информации Мангышлакского участка. Основные результаты проведенных работ в пределах Южного Мангышлака сводятся к следующим выводам (рис. 2):

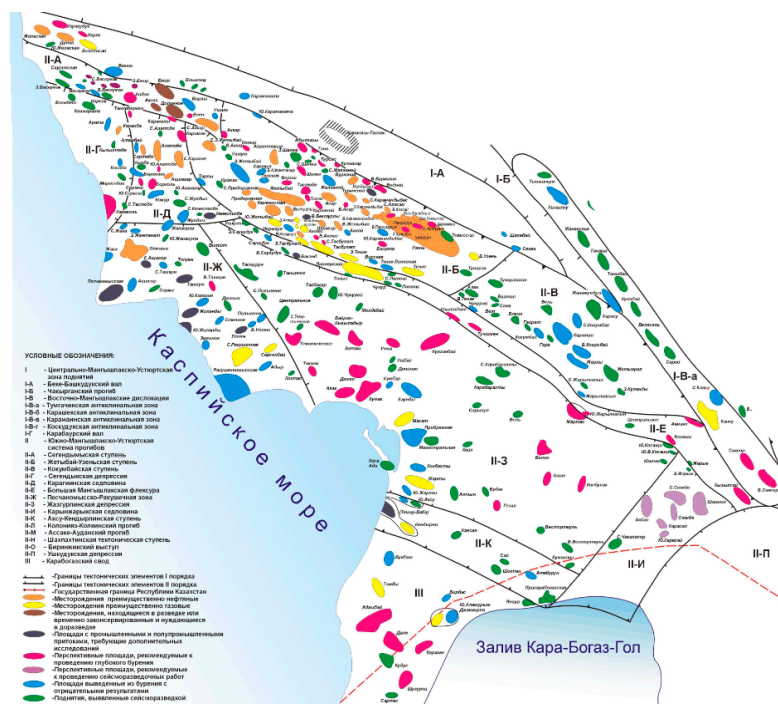


Рис. 1. Участок тектонической схемы Южного Мангышлака

- Предполагается, что зоны минимумов (3), оси отрицательных аномалий (4) фиксируют развитие в теле фундамента карбонатных толщ. Подтверждением этому служат данные глубокого бурения, присутствие во вскрытом разрезе карбонатных мраморизованных известняков девонского возраста, карбонатных галек и т.д. (север Туаркырской антиклинали, осевая часть Жазгурлинской депрессии, северная часть Жетыбай-Узеньской ступени, Сегендымская ступень, район Тумгачинского вала).

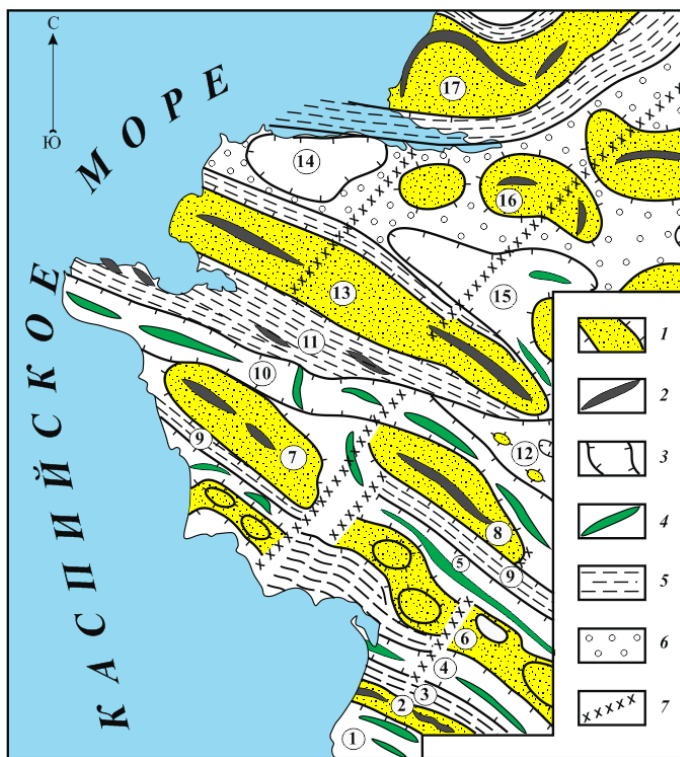
- Количественные расчеты показывают глубину залегания верхней части магнитовозмущающих объектов, что в первом приближении соответствует поверхности фундамента, зоны локальных максимумов (1).

- Аномальная зона максимума  $\Delta T_a$  (1), но имеющая дугообразную форму, выявлена в районе мыса Песчаный. Элементы зоны смещены друг относительно

но друга по латерали на расстояние порядка 35 км по крупному левостороннему сдвигу (7). Испытав дугообразный излом, данная зона прослеживается далее в пределах Каспия.

- Одна из изометричных аномалий  $\Delta T_a$  (1) совпадает в плане с Оймашинской кольцевой структурой, находящей отчетливое отражение на дневной поверхности. Связывать кольцевые образования рассматриваемой аномалии с гранитоидными интрузиями нельзя, поскольку породы, как показывают лабораторные исследования, практически немагнитны. Расчеты показывают, что магнитовозмущающие объекты находятся ниже гранитов (5-5,6 км). Следовательно, предполагается наличие в более глубоких толщах фундамента магматических тел среднего или основного состава.

- Предполагается, что зона оси положительных аномалий  $\Delta T_a$  (2), отождествляется с магматизмом андезито-базальтового ряда, слабоокатанные гальки этих пород установлены бурением в разрезе триаса на различных разведочных площадях Южного Мангышлака.



**Рис. 2. Строение фундамента западных районов Туранской плиты по материалам высокоточной аэромагнитной съемки**

(1) – зоны максимумов  $\Delta T_a$ ; (2) – оси положительных аномалий; (3) – зоны минимумов  $\Delta T_a$ ; (4) – оси отрицательных аномалий; (5) – высокоградиентные зоны  $\Delta T_a$ ; (6) – слабовозмущенное магнитное поле; (7) – основные поперечные нарушения.

Цифры на карте – нумерация аномальных тектонических зон.

- Слабоградиентная зона  $\Delta T_a$  (6), характеризует дислоцированные, слабо литифицированные (стадия метagenеза) породы фундамента, отнесенные к

нижней молассе верхнепалеозойского возраста, которые вскрыты скважинами на мысе Ракушечном.

- Фиксируются обширные зоны максимумов  $\Delta T_a$  (1), размером 100\*30 км каждая (тектонические зоны 7 и 8), смещенные друг относительно друга по сдвигу северо-восточного простирания на 35 км. Западная тектоническая зона 7, простирается от западной периклинали Беке-Башкудукского вала до структур Жетыбай-Узенской ступени. Восточная тектоническая зона 8, в плане примерно соответствует юго-восточной периклинали Беке-Башкудукского вала, с центром в районе поднятия Шалабай. Данные структуры интерпретируются как выступы фундамента, интродуцированные магматическими телами кислого или среднего состава, не выведенные в большинстве случаев на его поверхность. Верхние границы магнито-возмущающих масс в пределах Дунгинско-Жетыбайского блока залегают на глубинах от 5,2 до 7,2 км, Шалабайского – 4,6-5,4 км.

- Глубоким бурением освещено строение фундамента Дунгинско-Жетыбайского выступа на площадях Северное Карагие, Северо-Западный Жетыбай, Бектурлы, Жетыбай, Придорожная и Южный Жетыбай. Слагается он слабометаморфизованными терригенными породами, несущими на себе следы термального воздействия интрузий, располагающихся на больших глубинах. Не исключено, что в отдельных случаях гранитоиды выведены на поверхность фундамента и подверглись эрозии, на что указывает присутствие в низах триаса (Южный Жетыбай) продуктов их разрушения. Состав, форма и сортировка говорит о близости источников сноса.

- С юго-запада тектонические зоны 7 и 8 ограничены мощными градиентными зонами  $\Delta T_a$  (5), отвечающими крупному разлому.

Открытие промышленных скоплений нефти в гранитах месторождения Оймаша, расположенного в пределах Южного Мангышлака, вызвало интерес к проблеме поисков скоплений углеводородов (далее – УВ) в породах фундамента. Ранее, при оценке перспектив нефтегазоносности фундамента было распространено мнение о том, что основными объектами поиска новых залежей являются, прежде всего гранитные интрузии, а их отсутствие рассматривалось как отрицательный фактор [1-13]. Мировая практика геологоразведочных работ показывает, граниты далеко не единственный поисковый объект, в настоящее время установлены залежи нефти и газа в метаморфических терригенных и карбонатных породах, магматических – различного состава и происхождения.

На Мангышлаке первые признаки нефтегазоносности в виде слабых нефтегазопоявлений были получены при проведении поисково-разведочных работ в 70-х годах в пределах северо-западного склона Карабогазского свода (площади Кудук, Джанаорпа, Тамды, Бирбас, Южный Аламурын). Заведомо отрицательное отношение к породам фундамента, как к возможным коллекторам нефти и газа явилось причиной того, что перспективы нефтегазоносности данного комплекса пород в этом районе остались невыясненными [1].

Месторождение Оймаша открыто в начале 1980-х годов, при получении фонтанного притока нефти из гранитной интрузии. В дальнейшем, залежи нефти установлены в палеозойских метаморфических породах, среднетриасовых и нижнеюрских отложениях. Учитывая сложность и уникальность месторождения, площадь была определена в качестве «полигона» для комплексного изучения недр геологическими и геофизическими методами. В соответствии с комплексной программой в середине 80-х годов были проведены гравиметрические, маг-



нитометрические и сейсморазведочные работы МОГТ-ЗД. Несмотря на детальность выполнения геофизических работ, сейсморазведочные работы МОГТ-ЗД (1985-1987 гг.) не дали надежную информацию о строении сложного дислоцированного палеозойского фундамента [2, 3].

В 2013-14 гг. на месторождении Оймаша по результатам обработки и интерпретации новых сейсморазведочных данных МОГТ-ЗД, с применением специализированных технологий метода общей рассеивающей точки CSP, детализировано структурно-блоковое, внутреннее, глубинное строение гранитного плутона, выделены зоны развития вторичных коллекторов. По-новому оцениваются границы нефтегазоносности гранитоидов месторождения, которые, возможно, не ограничиваются его верхней частью, корой выветривания [13].

Открытие промышленных скоплений УВ в гранитах месторождения Оймаша, где наиболее высокодебитные притоки получены из дезинтегрированных пород в зоне разрывных нарушений, образующих в плане кольцевую структуру, находящую отображение в рельефе дневной поверхности, на материалах космфотосъемки, побуждает к поиску аналогичных объектов в других районах [3]. Одним из таких районов является территория северо-западного Прикарабагазья. Анализ материалов космической съемки и топографических карт позволил выделить здесь ряд кольцевых структур, где наиболее интересной является Южно-Аламурынская кольцевая структура, диаметром 5 км (рис. 3). Отмечается, что по материалам сейсморазведки, примерно на центр Южно-Аламурынской кольцевой структуры приходится пересечение зон потери корреляции отражающих горизонтов, отождествляемых с разрывными нарушениями. Возможно, что по этой ослабленной зоне проходило внедрение магматического расплава в метаморфические породы [1].

Обобщение и анализ материалов нефтегазоносности пород фундамента различных регионов мира показывает, что наиболее благоприятные условия для аккумуляции УВ существуют в пределах тектонических выступов, которые претерпели процессы эрозии и выветривания, перекрытые осадочными породами. Коллекторские свойства пород, слагающих такие выступы, имеют, как правило, более высокие параметры, чем те, которые не подвергались таким процессам. В большинстве случаев залежи нефти и газа в погребенных выступах фундамента являются массивными, а их морфология обычно контролируется формой выступа.

Карбонатные породы, если они слагают фундамент, более благоприятны в отношении нефтегазоносности, чем изверженные или метаморфизованные терригенные разности. Коллекторские свойства карбонатных пород и соответственно дебиты УВ, в случае развития в них активных вторичных процессов, всегда выше, нежели в изверженных или метаморфизованных терригенных разностях.

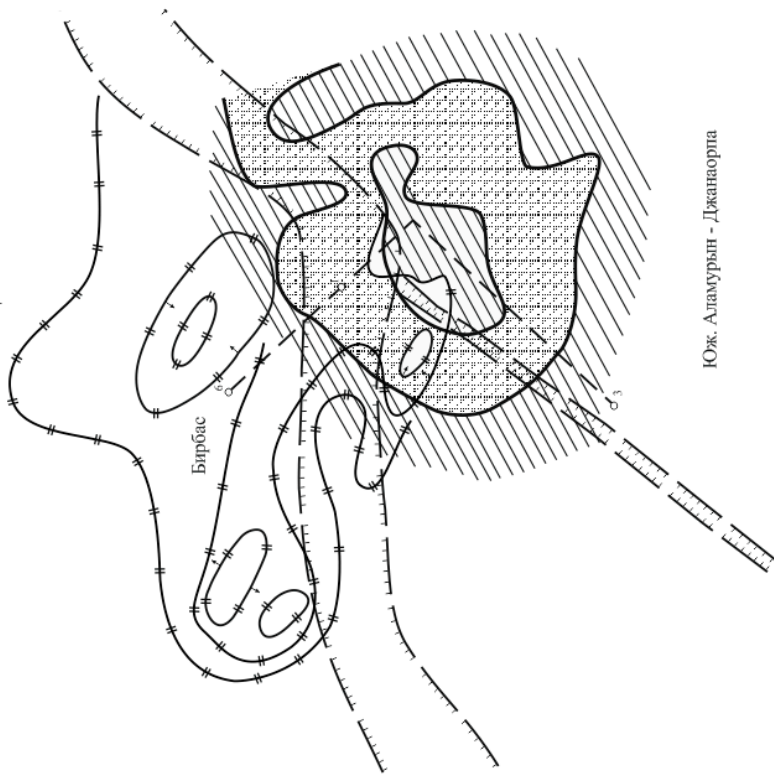
В пределах Южного Мангышлака выделяется три зоны высоковероятного развития карбонатных толщ в составе палеозойского фундамента [1] (рис. 4):

1. Северная зона, охватывающая в плане западную, центральную, восточную часть Чагырганского прогиба, Беке-Башкудукский вал, север Жетыбай-Узеньской ступени, частично Тумгачинский вал и Кансуйский блок.

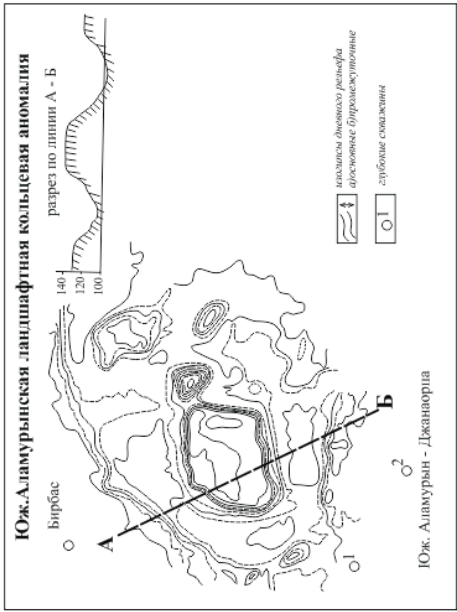
2. Центральная зона, располагающаяся в приосевой части Южно-Мангышлакского прогиба, испытывает смещение по левостороннему сдвигу, который простирается от мыса Ракушечный на северо-восток.

3. Южная зона, дугообразно огибает залив Кара-Богаз-Гол с севера и, приобретая субширотную ориентацию, уходит в акваторию Казахского залива.

# ЮЖНО-АЛАМУРЫНСКАЯ КОЛЬЦЕВАЯ СТРУКТУРА



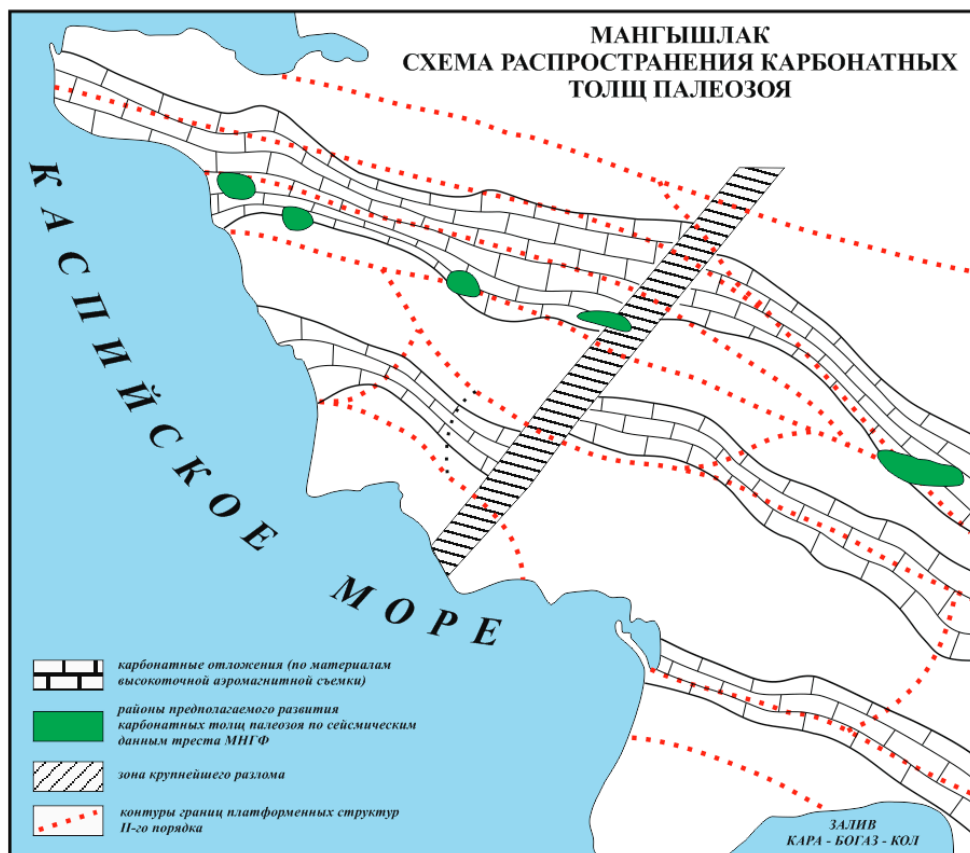
Юж. Аламурын - Джанаорна



- контуры кольцевой структуры
- локальные аномалии силы тяжести. Стрелкой показана
- направление увеличения интенсивности аномалий
- зона потери корреляции отражений по данным сейсморазведки МОГТ
- глубокие свдвиги
- линия геологического разреза

Рис. 3. Северо-западное Прикарабозье. Южный Аламурын, кольцевая структура





**Рис. 4. Южный Мангышлак. Схема распространения карбонатных толщ палеозоя**

В пределах Северной и Южной зон наличие карбонатных толщ в составе фундамента подтверждено материалами глубокого бурения, а в отдельных районах предполагается сейсморазведкой МОГТ.

При проведении сейсмических работ МОГТ в 1984-85 гг. (с/п 2/84-85) на площади Тортобинского свода, расположенной в северо-западной части Жетыбай-Узеньской ступени на временных разрезах, по кровле ОГ VI1 (граница палеозоя и триаса) закартировано обширное поднятие. Размеры его по кровле палеозоя (ОГ VI1), изогипсе – 3300 м составляют 28\*17 км, при амплитуде порядка 1000 м.

Интересны новые предварительные результаты по переинтерпретации и переработке сейсмических материалов 2Д прошлых лет с применением новых технологий (hyper Beam и др.) на участке Узень-Карамандыбасской антиклинальной линии. В настоящее время в пределах Узень-Карамандыбасских структур возлагаются большие надежды на палеозойский карбонатный комплекс, где залегание перспективных объектов оценивается на глубинах 5 км и более. Проектируется заложение поисковой скважины глубиной 5500 м, со вскрытием палеозойского комплекса (рис. 5).

## Закономерности пространственного размещения скоплений УВ Южно-Мангышлака. Вопросы глубинного генезиса пластовых флюидов

В начале 90-х годов прошлого столетия ведущие геологи «КазНИПНефть» в работе [2] провели анализ качественно-количественного изучения тесноты связей геологических показателей, контролирующих нефтегазонакопление, с фактическими условиями распределения нефтегазоносности в недрах Мангышлака. Задача состояла в установлении группы геологических показателей, оказывающих решающее влияние на нефтегазоносность (запасы, пространственно-стратиграфическая локализация, фазовый состав, физико-химические свойства и др.), имеющих генетическую связь с природными процессами генерации, миграции, аккумуляции и консервации УВ и количественное выражение. В анализ вошли следующие показатели нефтегазоносности:

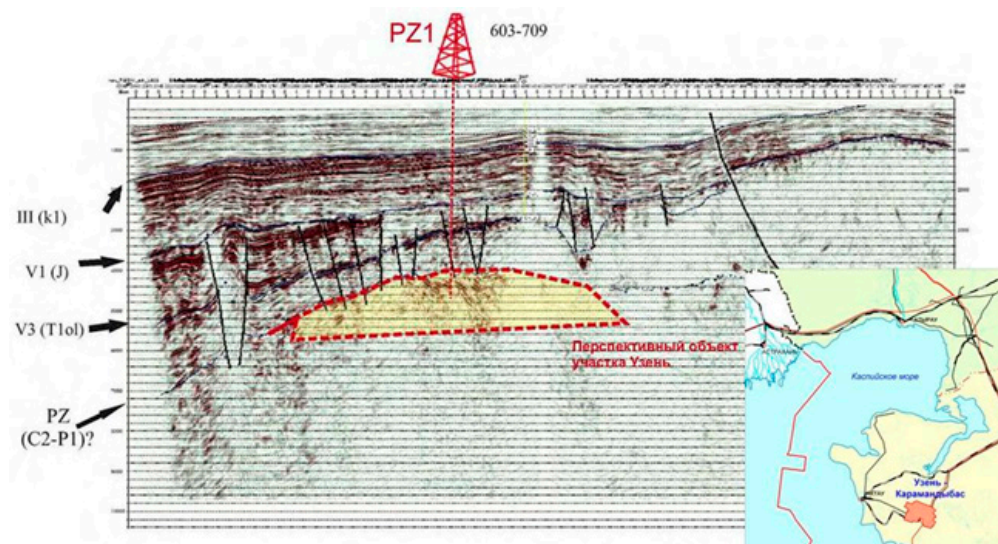


Рис. 5. Южный Мангышлак. Участок Узень-Карамендыбас. Перспективный объект в палеозое

- 1 – геохимический;
- 2 – группа тектонических (палеотектонический, неотектонический, современный структурный план, разломная тектоника);
- 3 – литолого-фациальный;
- 4 – группа гидрогеологических (гидродинамический, гидрохимический);
- 5 – геотермический.

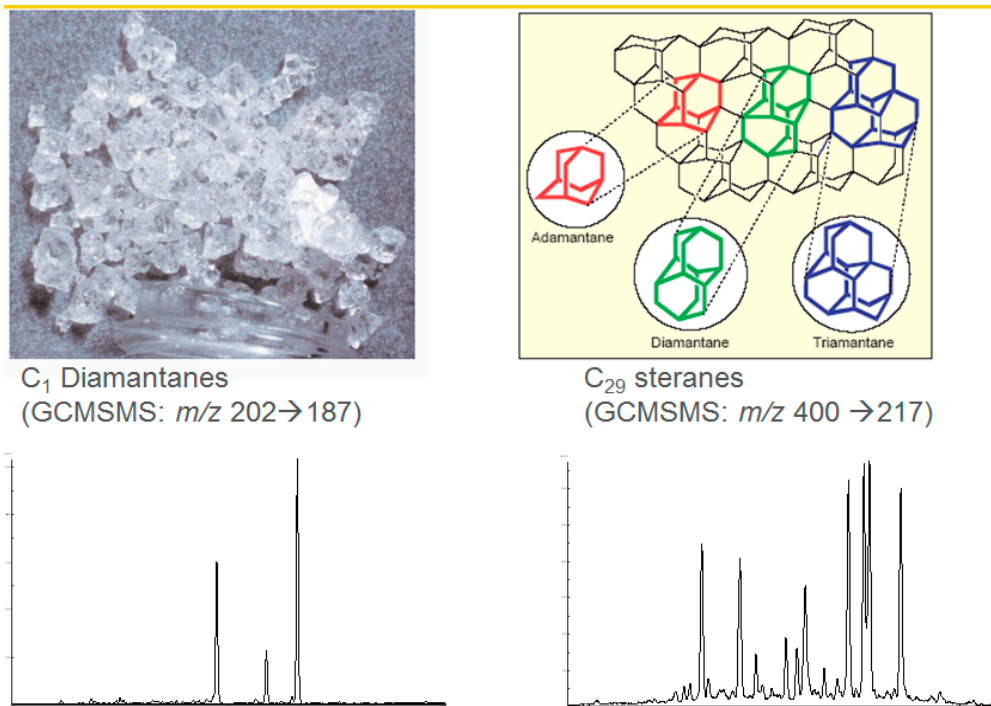
В работе [2], авторы сознательно ограничились этим набором показателей, поскольку они материализованы, т.е. отражают запечатленные в веществе, полях, деформациях объективные физическо-химические процессы, которые могут быть количественно измерены.

Результаты исследований в работе [2], в комплексе с дополнительными, новыми геолого-геофизическими данными, сводятся к следующему:

1. Суммарный нефтематеринский потенциал юрских и триас-палеозойских отложений не обеспечивает разведанные запасы УВ Южно-Мангышлацкого осадочного бассейна. Обосновывается необходимость привлечения дополнительных источников УВ, в качестве которых рассматриваются эпибитумоиды

мезозойско-палеозойских отложений и УВ abiогенного происхождения. Распределение РОВ и ХБ, хотя и дифференцировано по площади и разрезу, корреляция между их концентрацией (объемом) и разведанными запасами УВ по структурным элементам второго порядка не отмечается. Обоснован вывод о невозможности использования геохимических показателей для сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности структурных зон и локальных объектов.

Значительный интерес представляют предварительные результаты геохимических исследований нефтей месторождения Узень, совместно выполняемые специалистами компании «Shell», НК «КазМунайГаз» и АО «Озенмунайгаз» в 2014-15 гг. По лабораторным исследованиям в образцах проб нефти месторождения Узень обнаружены дисперсные алмазоподобные структуры (рис. 6), свидетельствующие, возможно, о высоко глубинных очагах образования нефти и дальнейшей ее миграции в верхние части разреза.



**Рис. 6. Алмазоподобные структуры в нефти месторождения Узень**

2. Анализ палеотектонических условий Южного Мангышлака свидетельствует об отсутствии какого-либо влияния на нефтегазоносность донеогеновой истории развития Южно-Мангышлакского прогиба и осложняющих его локальных структур. Значение палеотектонического показателя, как критерия нефтегазоносности, рассматривается только в объеме неоген-четвертичного времени.

3. Неотектонические показатели в комплексе критериев нефтегазоносности оказывают преимущественное влияние на условия и масштабы вертикальной миграции УВ в разрезе земной коры. Показана роль новейших тектонических движений в закономерностях стратиграфического распределения УВ на Мангышлаке, изменении их фазового состава (рис. 7).

4. Рассмотрены структурно-тектонические условия регионального и зонального нефтегазонакопления на Мангышлаке, проявляющиеся в преимущественном тяготении зон нефтегазонакопления к гипсометрически поднятым бортам платформенных прогибов, периклинальным и крыльевым погружениям сводовых и складчатых поднятий. Локальные черты нефтегазонакопления контролируются структурными условиями. По результатам статистического анализа связей между запасами УВ залежей Южного Мангышлака и объемами контролируемых их ловушек установлен логарифмический закон распределения, позволяющий считать объем ловушек главным фактором, контролирующим масштабы нефтегазонакопления.

5. Рассмотрена связь нефтегазоносности с разрывными нарушениями. Показано опосредованное влияние разломов на нефтегазоносность через их структуроформирующую роль. Активность тектонических нарушений предопределила стратиграфический уровень распределения запасов по разрезу. 100% месторождений триас-палеозоя являются тектонически нарушенными. Решение вопроса видится в генетическом уровне связи нефтегазоносности с геодинамической обстановкой сжатия-растяжения для конкретного разрывного нарушения.

При интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ ЗД в 2012-14 гг. с использованием специализированной технологии метода общей рассеивающей точки CSP по выявлению трещино-кавернозных зон, получен куб индекса акустических неоднородностей (ИАН). Куб (ИАН) послужил основой для получения площадного и вертикального распределения динамики дифракторов в исследуемых интервалах разреза.

По результатам исследований тектонические нарушения, выделенные по отраженным волнам, находят отображение в поле дифракторов, где характеризуются либо локальным понижением, либо локальным повышением ИАН, а небольшие по размерам участки повышенных значений параметра вытягиваются по вертикали в непосредственной близости от разломов (подтверждается значительная роль тектоники для процесса формирования трещинных коллекторов). Ряд выделенных тектонических нарушений на площадях триасовых месторождений Южного Мангышлака, характеризуется существенным снижением ИАН, что свидетельствует об отсутствии активности разломов (отсутствии каналов вертикальной миграции флюидов). По-видимому, это связано с характером тектонических движений сжатия (взброс, надвиг), либо залечивания тектонических зон вторичными минералами (кварц, кальцит, адуляр и др.), что подтверждается материалами керна.

По результатам сейсмических работ значительная часть нарушений в верхах юрско-неогенового разреза не выделяется, так как разрешающая способность проведенных сейсмических исследований ниже амплитуд разломов. Детальность, с которой можно выделить стратиграфические объекты по вертикали, составляет более 12-15 м (при частоте колебаний отраженных волн в юрско-неогеновом интервале порядка 45-55 Гц или ниже и пластовой скорости до 3500 м/сек). Поэтому, возможно выделение пластов толщиной только более этой величины, а смещение пластов по малоамплитудным тектоническим нарушениям (до 10 м) не отражается в волновом поле.

6. Анализ показал важную роль литолого-фациальных условий нефтегазоносности. Эта роль проявляется на зональном уровне в закономерностях распространения толщ-резервуаров и толщ-покрышек, на локальном уровне – в закономерностях распространения коллекторов нефти и газа.

<div> <div>Парамет.</div> <div> <div>Ин</div> <div>тог</div> <div>неза</div> <div>вал</div> <div>нефте</div> <div>газонос.</div> </div> </div>	Суммарная амплитуда среднемиоцен-четвертичных движений, м	Амплитуда после понтических (среднеплиоцен- четвертичных) движений, м	Градиент регионального наклона (м/км) и расчленен, подошвы среднемиоцен- четвертичного комплекса (х0,05 км/км <sup>2</sup> )	Густота линеamentos, м/км <sup>2</sup>
	-250 -150 -500 -50 150 250 350 450 550	-50 0 50 150 250 350 450 550	4 6 12 16 20 24 28 32 36 40	500 1500 2500 3500 4500 1000 2000 3000 4000 5000
Верхний предел нефтегаз				
K				
K + J				
J				
J - T				
T, Pz				
Нижний предел нефтегаз				

Рис. 7. Южный Мангышлак. Таблица стратиграфической приуроченности залежей УВ в зависимости от количественных характеристик неотектогенеза

7. Изучение гидрогеологических условий региона триас-палеозойского комплекса основывается на изучении их макрокомпонентного состава и минерализации, а основными выводами, полученными в результате данных исследований, явились следующие данные: 1) воды пониженной минерализации в доюрском разрезе являются чужеродными и имеют очаговый характер распространения; 2) образование глубинных вод связано с поступлением из глубины по неотектонически активным разломам газо-паро-жидких флюидов; 3) получение притоков низкоминерализованных вод указывает на наличие в доюрских низкопроницаемых породах участков развития вторичных коллекторов, которые могут содержать скопления нефти и газа.

Тяготение зон контрастной гидрохимической аномалии (КГА) к областям гранитоидных массивов (как на месторождении Оймаша) может свидетельствовать о следующем:

- тектонические разрывы, рассекающие гранитные массивы, несут роль подводящих каналов для глубинных флюидов;
- выплавление гранитных магм и образование рудоносных (интрателлурических) растворов происходило из одних и тех же зон земной коры по одним и тем же тектонически ослабленным участкам и в разное геологическое время. По имеющимся данным начало плавления гранитных магм происходит при температуре 650-700°, что совпадает с условиями перехода лития в подвижное состояние.

Таким образом, разломы, по которым в позднепалеозойское время происходило внедрение гранитных магм, представляют собой глубинные каналы миграции продуктов дегидратации и дегазации зон земной коры и в более позднее время. Исходя из величин геотермического градиента Южно-Мангышлакского бассейна, температурная зона 650-700° расположена на глубинах 18-25 км.

8. Анализ термобарических показателей нефтегазоносности Южного Мангышлака свидетельствует о возможности прогноза фазового состава пластового флюида по отношению к давлению и температуре.

### **Заключение**

В заключение возможно сформулировать необходимые требования к проведению поисково-разведочных работ на палеозойский фундамент и карбонатный триасовый комплекс отложений в пределах Южно-Мангышлакского бассейна:

- детальное картирование районов внедрения магматических пород, поверхностей эрозионно-тектонических выступов фундамента;
- выявление и прослеживание разрывных нарушений в триасово-палеозойской толще;
- выделение и оконтуривание зон разуплотнения, кавернозно-трещиноватых коллекторов в породах палеозоя и триаса;
- картирование зон проявления новейшей тектонической активности (ранний миоцен), которые получили отображение в современном рельефе (ландшафте местности).

Для решения поставленных задач по поиску сложнопостроенных, глубокозалегающих, тектонически дислоцированных объектов, приуроченных к ловушкам как структурного, так и неструктурного типа, необходим выбор рационального комплекса геолого-геофизических исследований, включающих надежные дистанционные методы. Новые методы дистанционного зондирования позволяют



выделить и оконтурить перспективные объекты, выполнить координатную привязку.

Существующие методики и технологии сейсморазведки создавались под горизонтально-слоистую модель геосреды. При любом другом строении недр, не вписывающемся в рамки горизонтально-слоистой модели, известные сейсмические методы будут давать серьезные сбои или окажутся вовсе непригодными для целей выявления и подготовки объектов к поисковому бурению. В первую очередь это касается структур блокового типа, характеризующихся наличием субвертикальных границ раздела пород разной плотности. Такого рода структуры, а не классические антиклинальные складки являются «визитной карточкой» глубоких горизонтов, на которые все более ориентируются геологоразведочные работы на нефть и газ в Казахстане и за рубежом. Значительное удорожание глубокого бурения и, как следствие, уменьшение количества поисковых и разведочных скважин создают потребность в повышении достоверности подготовки поисковых объектов геофизическими методами, прежде всего, сейсморазведкой.

Текущей важной задачей геологов и геофизиков является создание новых прогнозно-поисковых моделей глубокозалегающих блоковых структур в качестве основы для выдачи технических заданий на разработку новых методик, аппаратуры и алгоритмов сейсморазведки. Накопленные знания об особенностях формирования блоков, межблоковых впадин, зон трещиноватости, гидробарьеров и флюидодинамики в совокупности с информацией об историческом развитии региона позволяют решить эту задачу [9].

Для детализации строения объектов, выявления и оконтуривания зон развития вторичных коллекторов необходимо проведение пространственной, высокоразрешающей сейсморазведки 3Д, с применением специализированных технологий обработки данных.

Успешное освоение углеводородного потенциала палеозойских и триасовых глубокозалегающих сложнопостроенных объектов Южного Мангышлака позволит в ближайшие годы значительно увеличить добычу нефти и газа, прирастить запасы УВ в регионе, что является одной из основных задач для развития инфраструктуры Мангистауской области.

### **Список использованной литературы**

1. Попков В.И., Балеста Г.И., Письменная и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности фундамента и переходного комплекса Мангышлака. – Отчет по теме №226, г. Шевченко, 1986.
2. Рабинович А.А., Попков В.И., Тимурзиев А.И. и др. Совершенствование методики зонального и локального прогноза нефтегазоносности применительно к условиям Южного Мангышлака. – Отчет КазНИПИнефть, по договору 5-06/991 Отчет КазНИПИнефть, г. Шевченко, 1990.
3. Рабинович А.А., Попков В.И. Анализ результатов опытно-методических геолого-геофизических работ на Песчаномысском опорном полигоне и разработка методов поисков скоплений УВ в сложнокранированных ловушках Мангышлака. – Отчет по теме 4-06/991, г. Шевченко, 1989.
4. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения. – Геофизический журнал, 2014, т.36, №4, с. 3-23.
5. Тимурзиев А.И. Концепция проведения геологоразведочных работ в Российской Федерации на основе реализации проекта «Глубин-



- ная нефть». – Мат-лы Всеросс. конференции по глубинному генезису нефти, М., 2014.
6. Халимов Ю.Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах. – Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2012, т. 7, с. 1-17.
  7. Шустер В.Л. Нефтегазоносность палеозойского фундамента Западной Сибири. – Георесурсы, геознергетика, геополитика, 2010, с. 1-20.
  8. Махутов К.А. Перевернутая картина мира (Другая геология – другой мир). Трактат к общей теории Земли и мироздания. – Алматы, 2014, 227 с.
  9. Коротков С.Б. Новые прогнозно-поисковые геологические модели для геофизических методов разведки. – Вести газовой науки», 2011, выпуск №3.
  10. Крупин А.А. Нефтегазоносность гранитной интрузии месторождения Оймаша. – Мат-лы Междунар. научно-практической конференции «Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана», г. Актау, 2011.
  11. Крупин А.А., Рыкус М.В. Нефтегазоносность вторичных коллекторов углеводородов в карбонатных породах среднего триаса на месторождениях Южного Мангышлака. – Нефтегазовое дело, 2012, №3.
  12. Крупин А.А. Оценка нефтегазового потенциала и комплекс геолого-геофизических методов поиска сложнопостроенных коллекторов средне-триасовых отложений Мангышлакского осадочного бассейна. – Мат-лы Междунар. научно-практической конференции «Инновационное развитие нефтегазового комплекса Казахстана», г. Актау, 2013.
  13. Крупин А.А. Перспективы нефтегазоносности триасового и палеозойского комплекса Мангышлакского осадочного бассейна. Мат-лы «Казахстанского геологического форума, нефть и газ», г. Астана, 2015.

## **ОҢТҮСТІК МАҢҒЫШЛАҚ ПАЛЕОЗОЙЫНЫҢ ТЕРЕҢ ЖАТҚАН ОБЪЕКТІЛЕРІНІҢ ҚҰРЫЛЫСЫ МЕН МҰНАЙ ГАЗДЫЛЫҒЫ МӘСЕЛЕЛЕРІ КӨМІРСУТЕК ӘЛЕУЕТІ ЖӘНЕ ОНЫ ИГЕРУ ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫ**

**Б.Х. Нұғманов**

*Бұл жұмыста Оңтүстік Маңғышлақ палеозойының терең іргелес объектілерінің құрылымы мен мұнай-газдылық мәселелері зерттелді, мұнай мен газдың терең жатқан жаңа кен шоғырларын ашудың жоғары әлеуетті мүмкіндігін беретін, аз зерттелген палеозой іргетасына үлкен көңіл бөлінді.*

*Шөгінді кешендерде, әлемнің түрлі өңірлерінің іргетас жыныстарында терең іргелес жатқан алып және ірі мұнай және газ кен орындарының ашылуы Маңғышлақ триас-палеозой кешенінің мұнайгаздылығы шекараларын жаңаша бағалауға және көмірсутектердің қалыптасуының генетикалық табиғаты теориясын қайта қарастыруға мүмкіндік берді.*

*Зерттеу материалдары Оңтүстік Маңғышлақтың геологиясы және күрделі құрылымды терең жатқан палеозой және триас объектілерінің мұнайы мен газы туралы жалпылама түсінік қалыптастыруға мүмкіндік береді.*

*Түйінді сөздер: палеозой іргетасы, триас өтпелі кешені, екінші реттік коллектор, газ, мұнай, қабаттық су, мұнай-газ әлеуеті.*

### Информация об авторе

**Нұғманов Бекболат Хасанұлы** – и.о. первого заместителя директора филиала по геологии и разработке, *B.Nugmanov@kmge.kz*

ОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, Казахстан

## ТЕСТИРОВАНИЕ МЕТОДОВ РОКФИЗИКИ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОТСУТСТВУЮЩИХ ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИГЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**М.Н. Муналбаева, Ж.А. Санатова**

*Динамический анализ сейсмических данных является одним из ключевых инструментов при поиске и разработке нефтегазовых месторождений. Данный метод широко применяется как для выявления новых перспективных объектов, так и для детального изучения разрабатываемых месторождений. Высокоточная оценка упругих свойств пород играет важную роль в интерпретации геологических моделей и прогнозировании коллекторских свойств. Однако отсутствие или низкое качество данных о скорости поперечных волн часто затрудняет проведение качественной интерпретации. В данной работе рассмотрены различные подходы по восстановлению скорости поперечных волн с целью оценки эффективности каждого метода и определения оптимального решения для восстановления отсутствующих данных скорости поперечных волн для дальнейшего применения в сейсмической интерпретации на примере терригенного месторождения.*

**Ключевые слова:** *скорость поперечных волн, скорость продольных волн, минеральная модель, нейронные сети, широкополосный акустический каротаж.*

Для решения задачи восстановления скорости поперечных волн активно применяются методы рокфизики, а также технологии машинного обучения, которые в настоящее время демонстрируют активное развитие. В рамках проведенного исследования выполнено сравнение ряда методов рокфизики, а также современного подхода на основе нейронных сетей с целью определения оптимальной методики восстановления скорости поперечных волн для последующего применения в интерпретации сейсмических данных и повышения качества динамической интерпретации сейсмических данных на месторождениях со схожей геологической обстановкой в условиях ограниченности исходной информации.

Изучаемое месторождение представлено разнотекстурными серыми песчаниками с редкими прослоями конгломератов и алевроито-глинистых пород. В основании разреза залегают грубозернистые песчаники с включением галек, выше по разрезу наблюдаются более мелкозернистые разности. Алевролитоглинистые отложения с глинами, обогащенными растительным детритом и углистым материалом, образуют тонкие переслаивания с песчаниками и алевролитами.

Нижняя часть разреза более углистая и глинистая с частыми литолого-фациальными замещениями, верхняя – преимущественно алевролито-песчаная с прослоями углистых глин. Песчаники варьируются от мелко- до среднезернистых, местами известковистые.

Для рассматриваемого типа литологии были выбраны следующие методы рокфизического моделирования: эмпирический метод Гринберга–Кастаньи, теоретические модели Герца–Миндлина и Шу–Уайта. Метод Гринберга–Кастаньи представляет собой простую и универсальную эмпирическую зависимость, широко применяемую при отсутствии информации о скорости поперечных волн.

В отличие от эмпирических зависимостей метод Герца–Миндлина при восстановлении скорости поперечных волн учитывает пористость, минералогию и плотность упаковки, а также позволяет напрямую учитывать влияние эффективного давления на упругие свойства породы. Метод широко применяется в моделировании гранулярных сред и служит базовым элементом для построения более сложных моделей, таких как модели цементированных или плотных песчаников.

Метод Шу–Уайта также является одним из эффективных инструментов для моделирования упругих свойств глинистых песчаников с учётом их сложной пористой структуры и степени цементации. Благодаря этому метод учитывает как механическое взаимодействие зерен, так и влияние глинистого компонента, обеспечивая реалистичное приближение к поведению разнородных терригенных пород. Это делает модель особенно полезной при прогнозе скоростей в терригенных коллекторах.

В виду отсутствия информации о поперечных скоростях на изучаемом месторождении все рассматриваемые модели были откалиброваны по данным широкополосного акустического каротажа скважин (далее – АКШ), записанным на соседних месторождениях, характеризующихся схожими геологическими условиями.

**Метод Гринберга–Кастаньи.** Метод Гринберга–Кастаньи основан на получении эмпирической зависимости между продольной (далее –  $VP$ ) и поперечной скоростями (далее –  $VS$ ) в скважине с замеренными значениями АКШ. В дальнейшем по полученному уравнению скорость поперечных волн рассчитывается на остальных скважинах [1].

Для получения этой зависимости построены кросс-плоты  $VP$  от  $VS$  по данным АКШ скважин 1, 2 и 3. Кросс-плот  $VP$  от  $VS$  на примере скважины 2 представлен на рис. 1.

Синтезированные кривые изображены на рис. 2, а полученные коэффициенты корреляции занесены в табл. 1. Расчет был проделан по общей регрессии, а также по двум уравнениям с разделением по литологии на глины и песчаники по граничному значению глинистости, равному 0,4.

Отмечается хорошая сходимость исходных и рассчитанных кривых. Наиболее высокая корреляция наблюдается по скважинам 1 и 2.

### **Теоретические петроупругие модели**

При построении теоретических моделей обязательным этапом является расчет объемной модели, по которой вычисляются упругие модули сжатия ( $K$ ) и сдвига ( $G$ ) отдельно для матрицы и флюида, из которых впоследствии рассчитываются скорости.

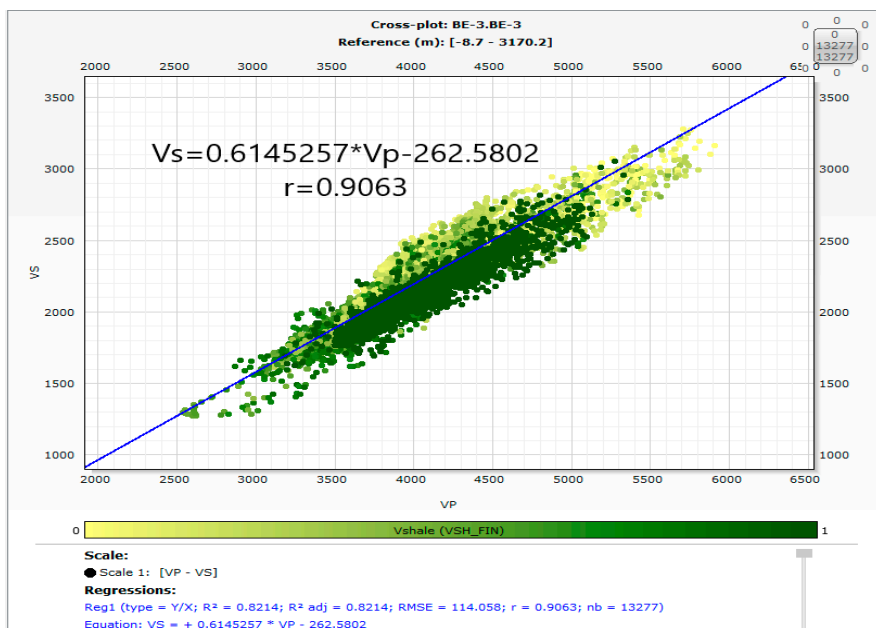


Рис. 1. Кросс-плот VP/VS по скв. 2

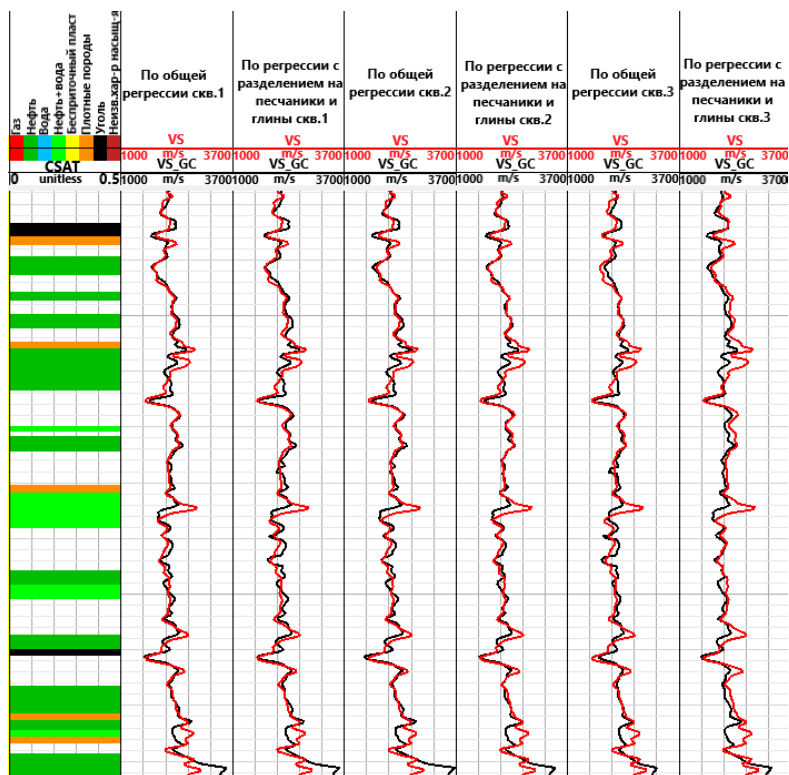


Рис. 2. Сравнение исходных и синтезированных VS по методу Гринберга-Кастаньи  
красным – исходная, черная – рассчитанная

Табл. 1. Результаты синтезирования VS по методу Гринберга-Кастаньи

Скважина	Коэффициент корреляции					
	По зависимости скв. 1		По зависимости скв. 2		По зависимости скв. 3	
	Общее	Отдельно по глинам и песчаникам	Общее	Отдельно по глинам и песчаникам	Общее	Отдельно по глинам и песчаникам
3	0,93	0,94	0,94	0,94	0,93	0,93
1	0,91	0,91	0,95	0,92	0,95	0,93
2	0,9	0,93	0,9	0,92	0,9	0,93

Для построения объемной минеральной модели рассчитываются объемные кривые для каждого типа минерала матрицы. В качестве входных параметров использованы кривые глинистости (VShale), общей пористости (Phit), водонасыщения (SW) и флага характера насыщения пластов (CSAT) с выделением плотных пород и углей.

Для калибровки теоретических моделей использовались данные по скв. 3 в виду более полного набора скважинных данных.

**Метод Герца-Миндлина.** В методе Герца-Миндлина (НМ) используется полная объемная минеральная модель, упругие модули матрицы и флюида, полученные методом смешивания, а также информация о температуре и давлении в пласте. В настоящем исследовании применена модификация метода Герца-Миндлина. В этой модификации могут быть рассмотрены три типа контакта зерен – модель рыхлого песка, модель плотного песка и модель контактного цемента. В рамках данного проекта были протестированы модели плотного песка и контактного цемента [2].

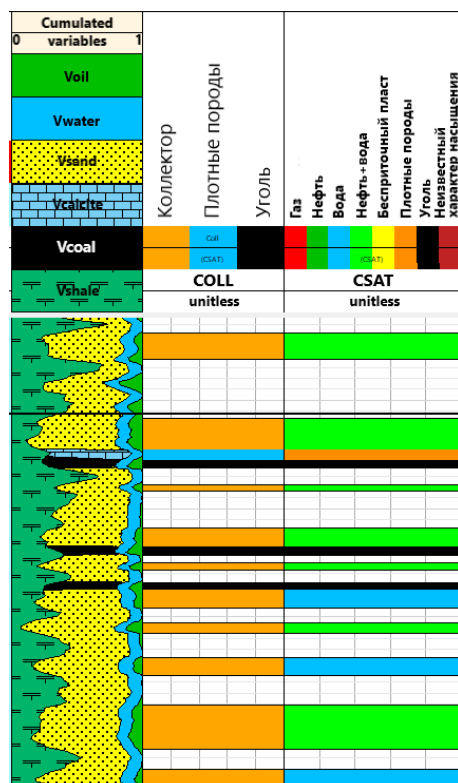
В расчетах использовались усреднённые пластовые условия: давление 21,45 МПа и температура 88°C. Объемная минеральная модель рассчитывалась для песчаника (VSand), уплотненных пород (Vcalcite), угля (Vcoal), воды (Vwater), газа (Vgas) и нефти (Voil). Пример рассчитанной объемной минеральной модели представлен на рис. 3.

В расчете данной модели используются объемные кривые сухой матрицы. В связи с чем из выше рассчитанных объемных кривых были получены плотности, модули сдвига и сжатия для песчаника (VSand\_dry), глины (VShale\_dry), уплотненных пород (Vcalcite\_dry) и угля (Vcoal\_dry) без учета пористости.

Значения упругих модулей и плотностей песчаников, карбонатов и углей обычно совпадают с известными лабораторными данными [2], тогда как эти же свойства глин могут сильно варьироваться от месторождения к месторождению. В данном случае была выполнена калибровка значений глин на основе известных данных, которые приведены в табл. 2.

Табл. 2. Упругие модули и плотность горных пород

Вид породы	Модуль сжатия К, ГПа	Модуль сдвига G, ГПа	Плотность $\rho_{HOB}$ , г/см <sup>3</sup>
Глины	23	10	2,45
Песчаники	37,53	31,79	2,65
Карбонаты	68,91	32	2,71
Угли	5,46	3,16	1,5

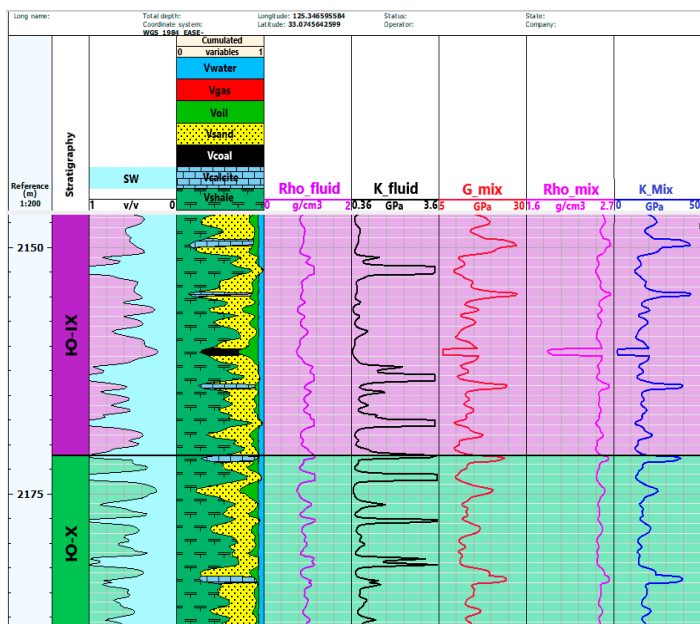


**Рис. 3. Рассчитанная объемная минеральная модель**

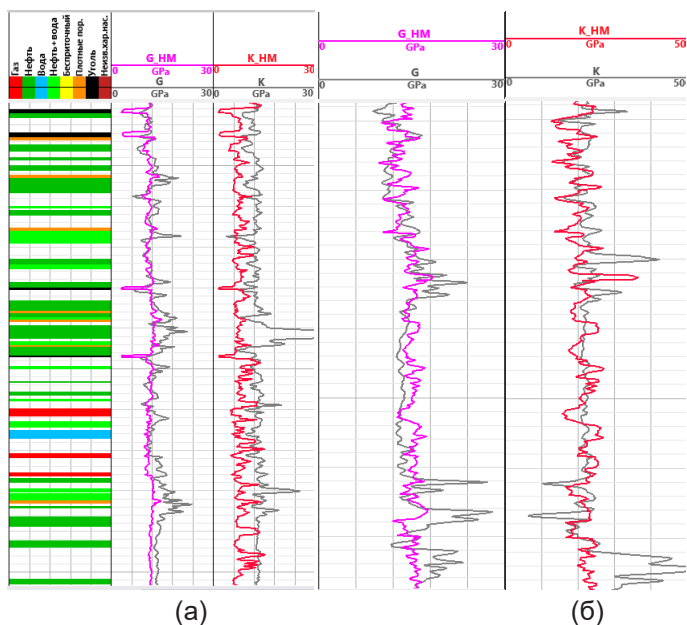
Модули сжатия и сдвига для нефти, газа и воды при постоянных пластовой температуре и давлении были вычислены по методу Батзела – Ванга [3].

Заключительный расчет упругих модулей общей сухой матрицы и флюида был произведен по методу Хилла [2]. Результаты представлены на рис. 4.

Рассматриваемая модель Герца–Миндлина имеет два варианта различного минерального состава контактного цемента: модель с кварцевым цементом (рис. 5а) и модель с глинистым цементом (рис. 5б). Эти подходы позволили оценить влияние минеральной природы цемента на упругие свойства породы и проанализировать вариации скоростей упругих волн в зависимости от типов контактной связи между зёрнами.



**Рис. 4. Кривые плотности и упругих модулей отдельно для матрицы и флюида**  
*Rho<sub>fluid</sub>* – плотность флюида, *K<sub>fluid</sub>* – модуль сжатия флюида, *G<sub>mix</sub>* – модуль сдвига матрицы, *Rho<sub>mix</sub>* – плотность матрицы, *K<sub>mix</sub>* – модуль сдвига матрицы



**Рис. 5. Модели с кварцевым (а) и глинистым (б) контактными цементами**

Можно отметить, что в данных двух моделях отмечена плохая сходимость по упругим модулям. Возможными причинами полученных расхождений являются ограниченность данных о минеральном составе пород, отсутствие данных ми-



кросструктуры и недостаточный уровень изученности минералогии, что затрудняет корректный выбор рокфизической модели с учетом типа цементации или её отсутствия.

В связи с этим была рассмотрена также и модель плотного песка, представляющая собой предельный случай гранулярной среды с максимальной плотностью упаковки зёрен и отсутствием цементации. Результаты сравнения исходных и рассчитанных кривых показан на рис. 6.

Отмечается хорошая сходимость рассчитанных и измеренных кривых в интервалах, соответствующих песчаникам и глинистым отложениям. Выявленные расхождения наблюдаются преимущественно в пластах углистого состава, что обусловлено отличающимися упругими свойствами и повышенной неоднородностью таких интервалов. Для этих зон были приняты значения скоростей по моде распределения.

Сравнение полученных упругих модулей представлено на гистограмме (рис. 7). Значение коэффициента корреляции для модуля объёмного сжатия составляет 0,80, а для модуля сдвига – 0,75, что свидетельствует о высокой степени соответствия между рассчитанными и измеренными параметрами.

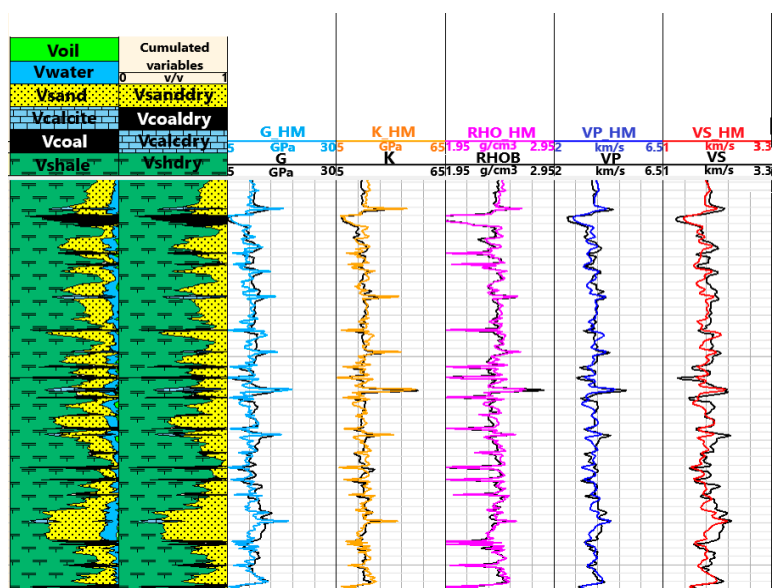
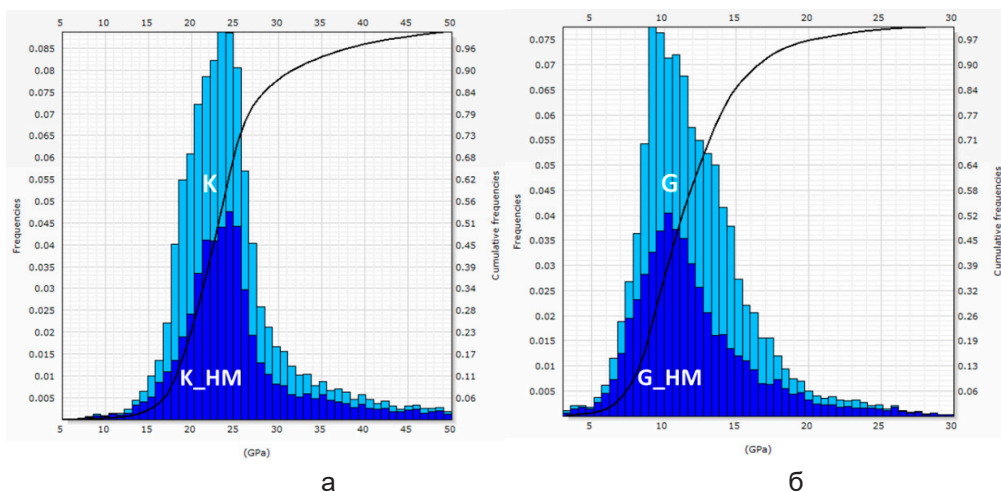


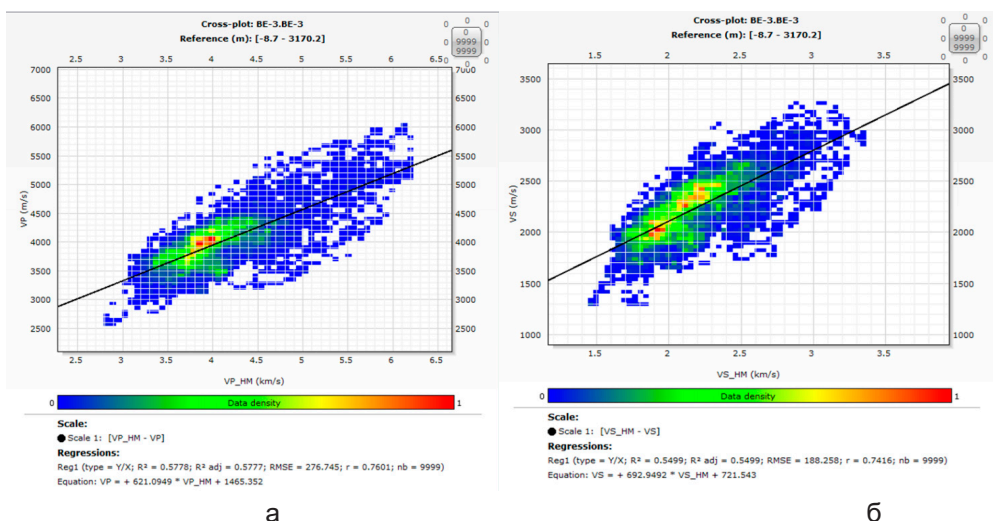
Рис. 6. Результат расчета кривых по методу плотного песка

Значение коэффициента корреляции скорости продольных волн равняется 0,76, тогда как для скорости поперечных волн – 0,75. Кросс-плоты между исходной и смоделированной VS показаны на рис. 8.

На представленной диаграмме рассеяния показана зависимость между фактическими значениями продольной и поперечной скоростей и рассчитанными значениями скоростей по модели Герца–Миндлина. Наблюдается выраженная положительная корреляция между величинами. Трендовая линия подтверждает наличие линейной зависимости между моделированными и фактическими данными, однако наблюдается некоторая рассредоточенность точек вокруг тренда, особенно в высоких и низких значениях скорости, что указывает на существование систематических отклонений модели от фактических данных в крайних интервалах.



**Рис. 7. Сравнение исходных и синтезированных модулей по методу плотного песка**  
*а – сравнение модулей сжатия, б – сравнение модулей сдвига*



**Рис. 8. Сравнение исходных и рассчитанных скоростей по модели плотного песка**  
*а – продольных скоростей, б – поперечных скоростей*  
*раскраска по плотности данных*

В целом результаты свидетельствуют об удовлетворительном качестве аппроксимации скорости VP моделью Герца–Миндлина, особенно в диапазоне средних значений скорости.

**Модель Шу–Уайта.** Модель Шу–Уайта (XW) применяется для глинистых песчаников и учитывает влияние глинистого компонента на упругие свойства породы. В этой модели смешиваются кварц и глина, для каждого из которых учтена разная форма пустот [1].

Сравнение исходных и рассчитанных кривых упругих модулей, плотности, интервалов времени прохождения продольных (DTC) и поперечных (DTS) волн, а также их скоростей представлены на рис. 9.

Так как в модели не учитывались параметры уплотненных пород и углей, в синтезированной кривой отмечены сильные выскоки в этих пластах. По аналогии с моделью Герца–Миндлина значения в данных пластах были заменены на скорости по моде распределения.

По результатам моделирования отмечается низкая корреляция между исходными и синтезированными кривыми.

**Метод нейронных сетей.** Данный метод основан на использовании технологий машинного обучения и геостатистических алгоритмов для прогнозирования отсутствующих данных. Известные кривые скорости и другие каротажные кривые выступают в качестве обучающего набора данных. Алгоритм осуществляет построение многолинейных регрессий между заданными кривыми и целевой кривой скорости, которые впоследствии применяются для прогнозирования данных в остальных скважинах.

В рамках настоящего исследования в качестве исходных данных использовались кривые акустического каротажа (АК), плотностного каротажа (ГГК-п), гамма-каротажа (ГК), индукционного каротажа (ИК), бокового каротажа (БК) и микробокового каротажа (МБК).

На рис. 10 представлены результаты сравнения исходных и синтезированных кривых интервалов времени поперечных волн:

- с использованием входных данных АК, ГГК-п, ГК и ИК (рис. 10а);
- с использованием АК, ГГК-п, ГК и БК (рис. 10б);
- с использованием АК, ГГК-п, ГК и МБК (рис. 10в).

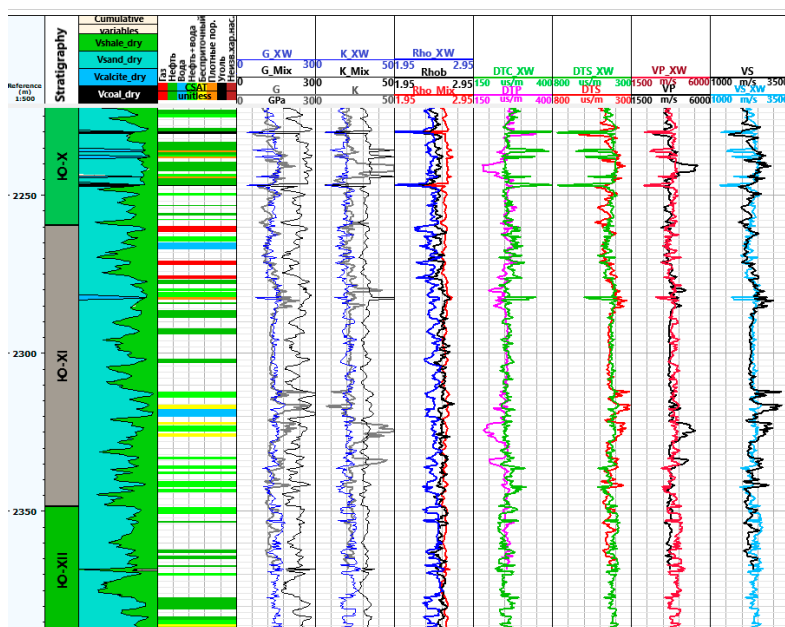


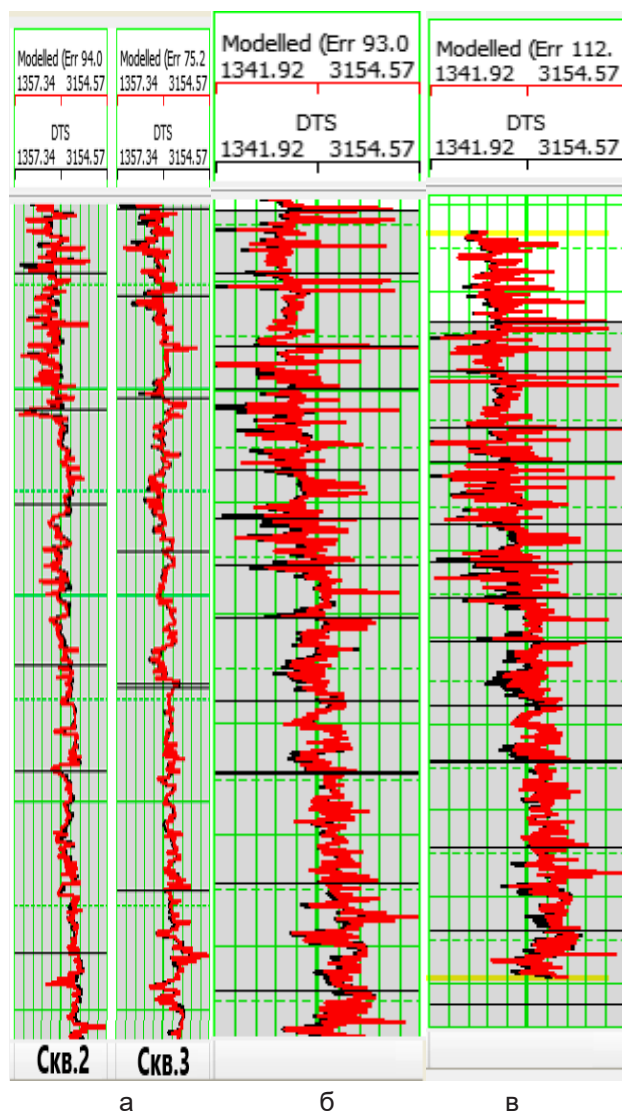
Рис. 9. Рассчитанные кривые по методу Шу–Уайта

Полученные коэффициенты корреляции представлены в табл. 3.

**Табл. 3. Результаты моделирования нейронными сетями**

Набор данных	Коэффициент корреляции
АК, ГГК-п, ГК, ИК	0,83
АК, ГГК-п, ГК, БК	0,9
АК, ГГК-п, ГК, МБК	0,93

Наиболее высокие коэффициенты корреляции наблюдаются при использовании совокупности данных АК, ГГК-п, ГК совместно с МБК и БК.



**Рис. 10. Сравнение исходных и синтезированных кривых DTS**  
*черным – исходная, красным – синтезированная*

## **Выводы**

В ходе исследования проведено тестирование различных методов восстановления скорости поперечных волн (VS) в условиях ограниченности исходных данных, с использованием как традиционных эмпирических и теоретических подходов рокфизики, так и современных методов, основанных на нейронных сетях. Калибровка всех моделей осуществлялась на основе данных акустического каротажа, полученных на соседних месторождениях с аналогичными геологическими условиями, что позволило компенсировать отсутствие прямых измерений на изучаемом участке и обеспечить приемлемую точность восстановления параметра VS.

Анализ показал, что высокие коэффициенты корреляции были достигнуты при использовании эмпирического уравнения Гринберга–Кастаньи, модели плотного песчаника Герца–Миндлина, а также нейронных сетей. Тем не менее окончательная оценка эффективности рассматриваемых методов будет возможна на этапе практического применения полученных результатов при дальнейшей динамической интерпретации сейсмических данных.

Вместе с тем результаты настоящего исследования позволяют обоснованно рекомендовать интеграцию протестированных методов восстановления скорости поперечных волн в практику сейсмической интерпретации для повышения надёжности построения геологических моделей и улучшения прогноза коллекторских свойств.

## **Список использованной литературы**

1. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. Rock Physics. Handbook 2nd edition. – Stanford University, California, 2004.
2. Wang Z. Dynamic versus static properties of reservoir rocks, in seismic and acoustic velocities in reservoir rocks. – SEG Geophysics Reprint Series, 2000.
3. Batzle M. and Wang Z. Seismic properties of pore fluids. – Geophysics, 1992.

## **ТЕРРИГЕНДІК КЕН ОРНЫ НЕГІЗІНДЕ ЖЕТІСПЕЙТІН МӘЛІМЕТТЕРДІ ҚАЛПЫНА КЕЛТІРУ ҮШІН РОКФИЗИКАЛЫҚ ТӘСІЛДЕРДІ БАҒАЛАУ**

**М.Н. Муналбаева, Ж.А. Санатова**

*Сейсмикалық деректердің динамикалық талдауы – мұнай-газ кен орындарын барлау мен игеруде кеңінен қолданылатын негізгі құралдардың бірі. Бұл әдіс жаңа перспективалық нысандарды анықтауы мен бірге, игеріліп жатқан кен орындарын тыңғылықты зерттеуге де кеңінен қолданылады. Жыныстардың серпімді қасиеттерін, әсіресе көлденең толқындардың таралу жылдамдығын дәл бағалау геологиялық модельдерді интерпретациялау мен коллекторлық қасиеттерді болжауда маңызды рөл атқарады. Алайда көлденең жылдамдық туралы деректердің болмауы немесе сапасының төмендігі интерпретацияның дәлдігін айтарлықтай қиындатады. Осы мақалада сейсмикалық интерпретацияда қолдануға қолайлы әрі нәтижелі шешімді анықтау мақсатында*

көлденең толқын жылдамдығын қалпына келтірудің әртүрлі әдістері қарастырылды. Зерттеу нысаны ретінде терригендік кен орны алынды.

**Түйінді сөздер:** көлденең толқын жылдамдығы, бойлық толқын жылдамдығы, минералдық модель, нейрондық желілер, кеңжолақты акустикалық каротаж.

### Информация об авторах

**Муналбаева Мария Нурбергеновна** – старший инженер управления геофизики, *m.munalbaeva@kmge.kz*

**Санатова Жания Аскаровна** – начальник управления геофизики, *zh.sanatova@kmge.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан



**БУРЕНИЕ**

# ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С РЕГУЛИРУЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ (MANAGED PRESSURE DRILLING)

Д.Д. Габдрасилов, З.З. Гарипов, М.С. Курбанбеков

*Данная работа представляет собой обзор перспективной технологии бурения скважин с регулируемым давлением, актуальной и востребованной в нефтегазовой промышленности. В статье рассмотрены основные принципы работы и основные компоненты оборудования, используемого для контроля давления в процессе бурения скважин. Особое внимание уделяется сравнительному анализу практического применения данной технологии, включая примеры успешных реализаций, основанные на практическом опыте и перспективы развития технологии.*

**Ключевые слова:** MPD (Managed Pressure Drilling), бурение с контролем давления, оборудование, ЭЦП (эквивалентная циркуляционная плотность).

## Введение

Традиционная технология бурения скважин предлагает применять при бурении нефтегазовых скважин определенную репрессию на забой и на стенки скважины. Это делается, главным образом, для предупреждения газонефтеводопроявлений (далее – ГНВП) и сохранения устойчивости стенок скважины. Тем не менее применение традиционной технологии бурения часто влечет за собой такие осложнения, как поглощение бурового раствора разной интенсивности, дифференциальные прихваты, ухудшение коллекторских свойств продуктивного горизонта и т.д. Однако сегодня указанные традиционные способы решения проблем можно заменить новой технологией бурения скважин, которая позволит минимизировать объем поглощений в процессе работ, будет способствовать сохранению коллекторских свойств продуктивного горизонта и увеличению стартовых дебитов по скважине. К новым технологиям относятся технология бурения с регулируемым давлением (Managed Pressure Drilling, далее – MPD).

## Основная часть

В основе классического метода бурения лежит поддержание забойного давления в скважине выше величины пластового давления, что предотвращает поступление пластового флюида/газа в скважину и ниже величины давления начала поглощения/гидроразрыва пласта.

Давление на забое в статических условиях определяется величиной гидростатического давления столба бурового раствора.

В процессе циркуляции в местах сужения проходных отверстий возникают потери давления. Также присутствуют потери давления на трение – жидкость сопротивляется течению. Это сопротивление выражается в давлении, которое направлено в сторону, противоположную направлению движения жидкости. Таким образом, при течении бурового раствора в кольцевом пространстве от долота к устью, потери давления на трение отражаются на забое скважины, что приводит к росту забойного давления в динамических условиях. В этом случае величина забойного давления будет определяться по формуле (1):

$$P_{\text{забойное}} = P_{\text{гидростатическое}} + P_{\text{потерь на трение в динамике}} \quad (1)$$

Величина гидростатического давления определяется плотностью раствора, которая подбирается таким образом, чтобы забойное давление в статических условиях было выше пластового давления (в некоторых случаях определяющим нижним пределом является давление стабильности ствола скважины) и ниже давления начала поглощения/давления гидроразрыва пласта в динамических условиях. Этот диапазон называется рабочим окном плотностей или операционным окном.

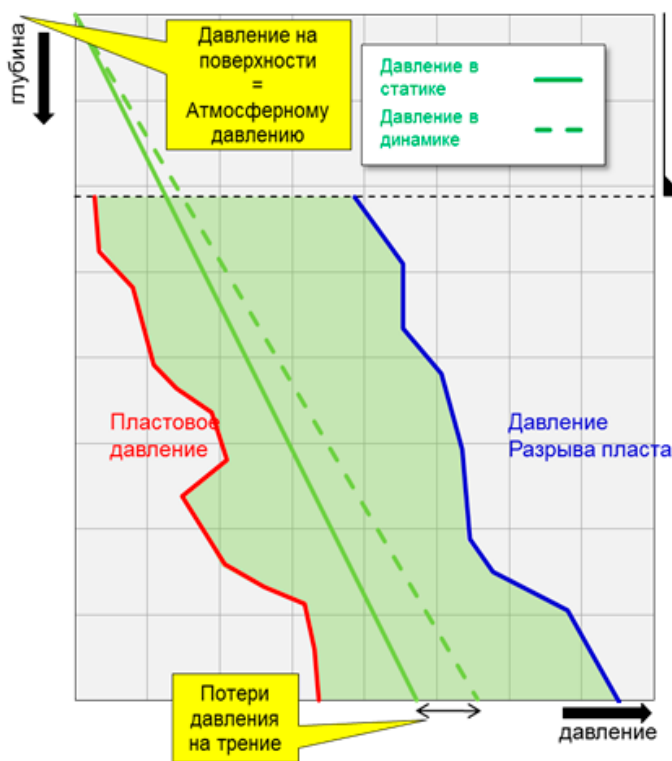


Рис. 1. Градиенты давления

На рис. 1 представлена стандартная скважина, не содержащая в разрезе пластов с аномальными значениями давлений, поэтому вероятность возникновения проявления/поглощения минимальна.

Для удобства и простоты сравнения забойного давления в динамических условиях с градиентом пластового давления/гидроразрыва и плотностью бурового раствора, применяется термин "эквивалентная циркуляционная плотность" (далее – ЭЦП), которая рассчитывается по формуле:

$$\text{ЭЦП} = \rho_{\text{раствора}} + P_{\text{потерь на трение}} / (0,0981 \cdot H_{\text{по вертикали}}) \quad (2)$$

В случае, когда в процессе строительства скважины вскрываются пласты с аномальным значением давления (аномально высокие пластовые давления – АВПД, аномально низкие пластовые давления – АНПД), операционное окно сужается, при этом картина градиентов давления приобретает вид, показанный на рис. 2.

В данном сценарии, плотность бурового раствора обеспечит достаточное давление на забое скважины в статических условиях для предотвращения ГНВП (наращивание, спуско-подъемные операции— СПО), однако в динамических условиях (бурение, промывка) забойное давление превысит давление разрыва пласта, что приведёт к поглощению бурового раствора с последующим проявлением. Таким образом, для дальнейшего углубления традиционным методом бурения необходим спуск промежуточной обсадной колонны.

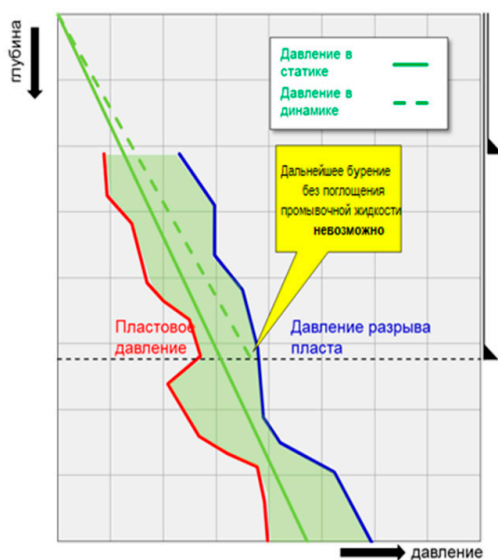


Рис. 2. Аномальный градиент давления

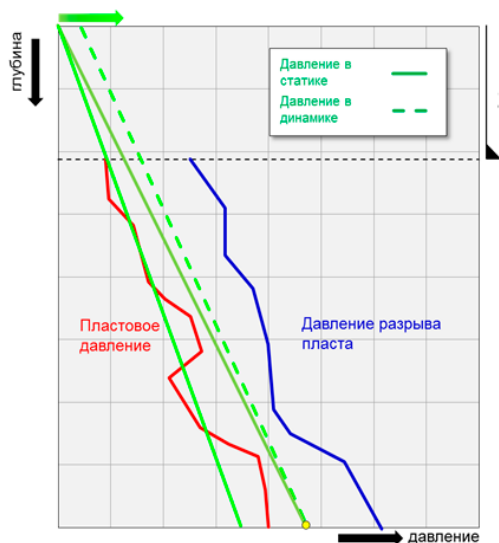


Рис. 3. График давлений с использованием технологии MPD

Альтернативным решением проблем, возникающих при бурении скважин с аномально высоким/низким пластовым давлением с узким операционным окном является технология бурения с регулированием давлением. На рис. 3 представлены профили давления в скважине во время бурения с технологией MPD.

Здесь видно, что для бурения использовался буровой раствор плотностью меньше градиента пластового давления (ярко-зелёная сплошная линия), что дало возможность снизить забойное давление во время циркуляции и избежать разрыва пласта. Более того, оборудование MPD позволило поддерживать забойное давление неизменным как в статических, так и динамических условиях. Благодаря этому потребность в спуске промежуточной колонны перестала быть актуальной.

Технология бурения с регулированием давления – это управляемый метод бурения, при котором с помощью специального оборудования и программного обеспечения осуществляется точный контроль профиля давления по всему кольцевому пространству ствола скважины как в динамических, так и в статических условиях.

Принципиальное отличие от традиционного метода бурения заключается в том, что устье скважины загерметизировано с помощью вращающегося устьевого герметизатора, который перенаправляет поток жидкости из скважины в автоматический блок дросселирования, где задаётся и поддерживается требуемое для конкретных целей противодействие. Это позволяет использовать более лёгкий буровой раствор и находиться в рамках операционного окна в процессе бурения. Если требуется, чтобы бурение сопровождалось проявлением пластового флюида, то в обвязку добавляется газовый сепаратор и факел.

Существует три основных типа сложных скважин, где наиболее предпочтительно применение технологии MPD:

1. Скважины с узким рабочим окном между:
  - давлением, обеспечивающим стабильность стенок скважины и давлением гидроразрыва;
  - пластовым давлением и давлением гидроразрыва.
2. Скважины с истощенными песчаниками и узким градиентом гидроразрыва:
  - эти скважины могут быть пробурены с использованием технологии MPD с раствором низкой плотности и постоянным давлением на забое.
3. Новые скважины с неизвестным градиентом давлений.

На этих скважинах градиент пластового давления не известен, и ситуация может быстро меняться в процессе бурения. Применяя противодействие через оборудование MPD, можно быстро влиять на забойное давление, поддерживая стабильность скважины.

Давление на забое критично для всех трех случаев. Технология MPD позволяет поддерживать именно необходимое давление, а не слишком большое или слишком низкое.

В зависимости от величины пластового давления применяют однофазное либо многофазное MPD с азотированием бурового раствора. Если при бурении скважины ожидается вскрытие пластов с аномально высоким пластовым давлением, то применяется однофазное MPD, если же трещиноватые пласты с аномально низким пластовым давлением, то – многофазное MPD.

Рассмотрим более подробно однофазное MPD. На рис. 4 представлена типичная циркуляционная система однофазного MPD.



Рис. 4. Циркуляционная система однофазного MPD

Основными компонентами являются роторный устьевой герметизатор (РУГ) и дроссельный манифольд MPD.

**Краткое описание процедуры:**

В башмаке обсадной колонны устанавливается роторный устьевой герметизатор, и производится замещение промывочной жидкости внутри скважины на более лёгкий раствор.

По мере выхода лёгкого раствора в кольцевое пространство скважины, на дроссельном манифольде прикладывается противодействие. Таким образом, под конец замещения забойное давление в скважине будет равно гидростатическому давлению прежнего раствора;

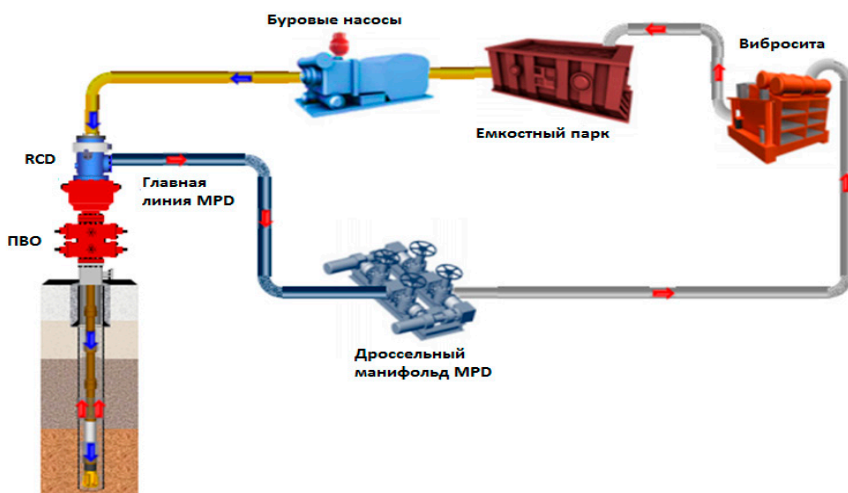


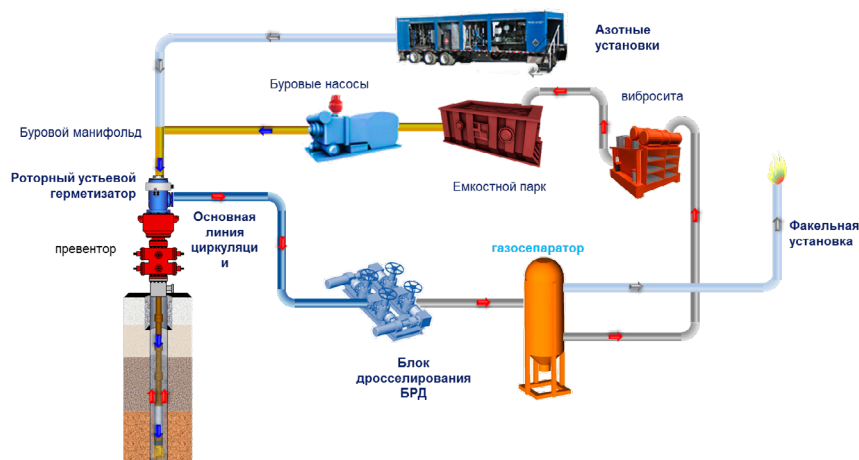
Рис. 5. Схема циркуляционной системы однофазного MPD [1]



Во время запуска насосов, по мере увеличения производительности противодавление на поверхности снижают, приоткрывая дроссель.

Таким образом, давление на забое остаётся неизменным как в статических условиях, так и в динамических.

Рассмотрим циркуляционную систему многофазного MPD на рис. 6.



а)



б)

**Рис. 6. Схема циркуляционной системы многофазного MPD [1]**

*а) схематическое изображение обвязки многофазного MPD;*

*б) реальное фото обвязки многофазного MPD*

Данный метод применяется при бурении трещиноватых АНПД пластов с узким операционным окном в том случае, когда плотность бурового раствора нельзя снизить ниже градиента пластового давления стандартными методами. Для этого применяют азотирование бурового раствора.

Это позволяет достичь более низкого забойного давления, чем при однофазном MPD. Снижение избыточного давления на пласт существенно сокращает риски гидроразрыва пласта и минимизирует потери промывочной жидкости. Следует отметить, что в зависимости от технологических задач допускается контролируемый приток пластового флюида и газа в скважину. При этом природный газ, а также газ, закачиваемый в скважину совместно с буровым раствором (чаще всего это инертный и доступный азот), отделяются от бурового раствора в газовом сепараторе. Газ затем направляется на сжигание на факельной установке. Отделённый буровой раствор перенаправляется на вибрационные сита, затем в приёмные ёмкости. Контроль затрубного давления (как и в однофазном MPD) осуществляется с помощью полуавтоматического дросселя.

Данный метод позволяет отказаться от использования кольматационных пакчей в продуктивных горизонтах, тем самым уменьшить повреждение продуктивных свойств и увеличить потенциальный дебит скважины.

К основным преимуществам технологии MPD можно отнести:

- минимизация объёмов поглощения промывочной жидкости;
- минимизация рисков дифференциальных прихватов;
- минимизация степени проникновения составляющих компонентов бурового раствора в продуктивный пласт;
- возможность управления давлением в скважине динамически без остановки бурения;
- минимизация эффекта свабирования и поршневания при спуско-подъёмных операциях (СПО);
- раннее обнаружение газонефтеводопроявления;
- увеличение коммерческой скорости бурения.

Основными компонентами системы MPD являются:

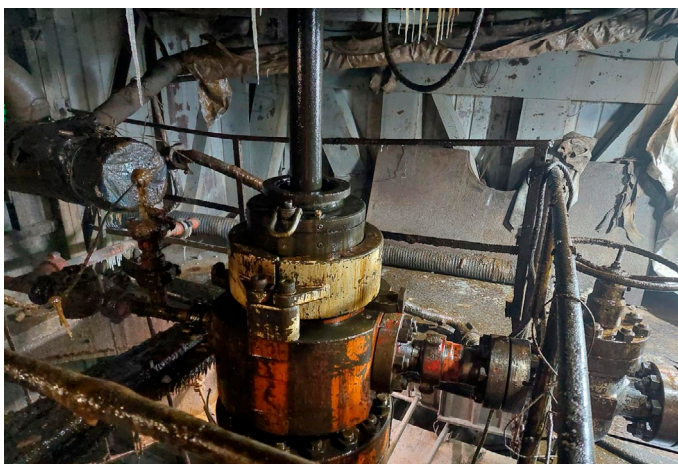
- роторный устьевой герметизатор;
- автоматический дроссельный манифольд;
- консоль управления автоматическим дроссельным манифольдом;
- газовый сепаратор;
- газовый расходомер;
- факельная установка;
- пламегаситель факельной установки;
- азотно-компрессорные станции;
- комплекс датчиков давления, расхода жидкости/газ, числа ходов насоса.

*Роторный устьевой герметизатор* представляет собой устройство пассивного уплотнения, устанавливаемое на противовыбросовое оборудование.



Рис. 7. Роторный устьевой герметизатор (РУГ) [2]

РУГ обеспечивает безопасное отведение выходящих из скважины газов, бурового раствора, пластовых флюидов и выбуренной породы к оборудованию контроля затрубного давления и сепарации. Герметизация пространства вокруг буровой колонны осуществляется за счет резиновых/полиуретановых уплотнителей, закреплённых с помощью болтового соединения на вращающейся части РУГ – подшипниковом узле. Подшипниковый узел вставляется в корпус РУГ и зажимается с помощью металлического хомута. Данная конструкция позволяет оперативно производить замену изношенного уплотнительного элемента вместе с подшипниковым узлом.



**Рис. 8. РУГ во время бурения**

Следует отметить, что данное устройство не используется для возобновления контроля над скважиной при превышении допустимого рабочего давления. В случае потери контроля над скважиной, возобновление осуществляется с помощью противовыбросового оборудования силами буровой бригады.



**Рис. 9. Замер температуры роторного устьевого герметизатора**



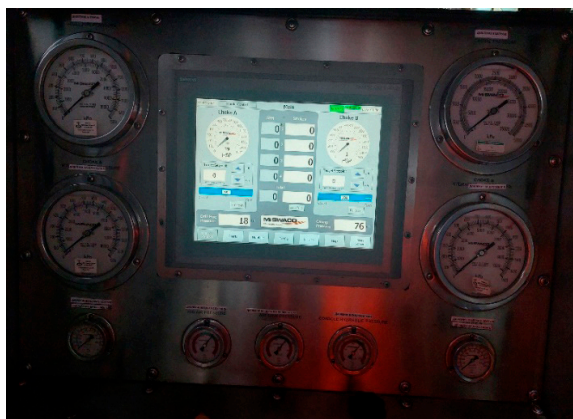
*Автоматический дроссельный manifold* предназначен для создания и поддержания требуемого противодействия в скважине как в динамических, так и в статических условиях. Изменение положения дросселя увеличивает либо уменьшает эффективный диаметр проходного отверстия, что облегчает либо затрудняет прохождение жидкости через данную секцию и таким образом влияет на величину противодействия.



**Рис. 12. Дроссельный manifold**

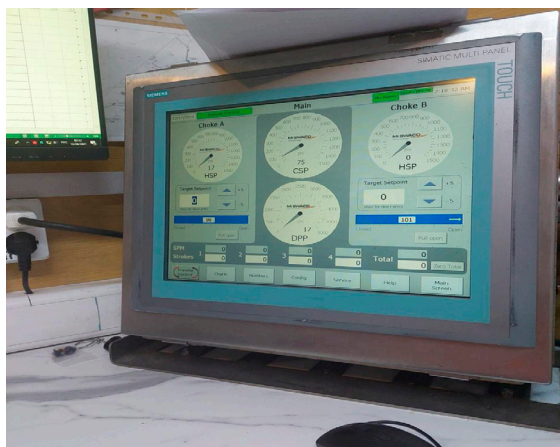
Дроссельный manifold оснащен датчиками давления на входной и на выходной линии, что позволяет автоматической пневмогидравлической системе при необходимости подбирать соответствующее требуемому противодействию положение дросселя. Автоматический дроссель оснащён двойным пультом управления (основной и дистанционный), которые обеспечивают независимое и одновременное управление дросселями. На основной консоли реализовано два режима работы: механический и электронный. На дистанционном пульте только электронное управление с помощью сенсорного экрана.

Интерфейс консолей выводит в цифровой форме число ходов бурового насоса, давление в бурильных трубах и давление в затрубном пространстве. Также отображается целевое давление в гидравлической системе управления дросселями.

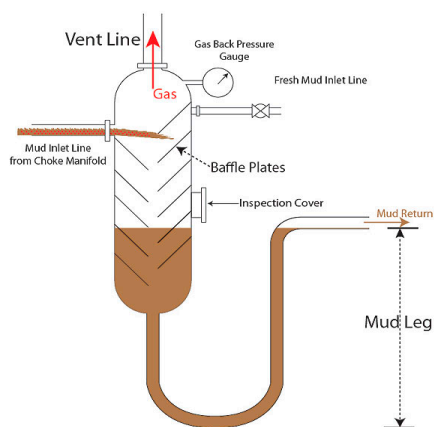


**Рис. 11. Дистанционный пульт управления дросселем в блоке дросселирования**

*Вертикальный газовый сепаратор* способен обрабатывать большие объёмы газа, газифицированного бурового раствора и пластовых флюидов. После прохождения дроссельного манифольда буровой раствор поступает в газосепаратор через входное отверстие, расположенное в верхней боковой части резервуара. Внутри сепаратора раствор стекает вниз по установленным поочерёдно пластинам, что увеличивает площадь и время контакта бурового раствора с окружающей средой. Данные условия способствуют эффективной сепарации газовой фазы от жидкой, после чего отделённый газ направляется на факельную линию через отвод, расположенный в верхней точке резервуара, где впоследствии сжигается.



**Рис. 12.** Дублирующий дистанционный пульт управления дроселем у оператора по бурению с контролем давления



а)



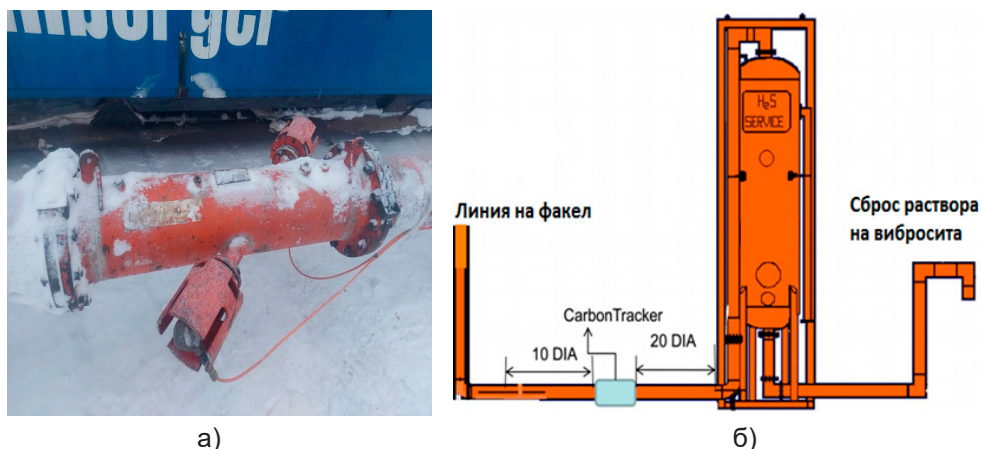
б)

**Рис. 13.** Вертикальный газосепаратор [3]

а) схематическое изображение вертикального газосепаратора;  
б) реальное изображение вертикального газосепаратора на буровой установке

Газовый расходомер способен анализировать объём газа, поступающего из газосепаратора, а также его молекулярную массу. Значения этих параметров автоматически вычисляются с помощью показаний датчиков давления и температуры, которые передаются в измерительную ячейку, а затем обрабатываются устройством. Сенсоры расходомера обладают высокой чувствительностью, что позволяет ему улавливать потоки газа со скоростями от 0,1 – 84 м/с.

Для корректной работы газовый расходомер необходимо устанавливать между газосепаратором и факельной установкой.



**Рис. 14. Рекомендуемое место монтажа газового расходомера**

*а) газовый расходомер;*

*б) место монтажа*

**Факельная установка** применяется для отжига газа, поступающего из газосепаратора. Факельная стойка представляет собой трубопровод высотой 11,5 м и диаметром 324 мм у основания и 200 мм в центральной и верхней секции. В верхней части установки смонтирована линия подачи газа воспламенителя – пропана, который позволяет сжигать попутный газ, в случае его поступления со скважины. Воспламенение выходящего из трубопровода газа осуществляется с помощью автоматической системы поджига.

В основании трубопровода факельной установки расположен пламегаситель “Flame Arrester”, предотвращающий от воспламенения и последующего взрыва линию обвязки и газосепаратор. Основным его элемент состоит из чередующихся рифлёных и гладких металлических лент, через которые беспрепятственно проходит газовая смесь.

Металл обладает высокой теплопроводностью и теплоёмкостью, поэтому при прохождении пламени через металлическую набивку, происходит абсорбирование тепловой энергии до значений, лежащих значительно ниже порога воспламенения газо-воздушной смеси.

Следует отметить, что для каждого типа газо-воздушной смеси подбирается определённый пламегаситель.

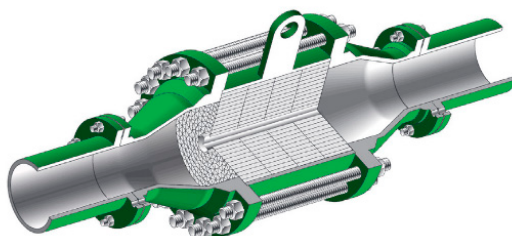
**Азотная установка.** Наибольшее применение получили азотные компрессорные установки мембранного типа. Установки мембранного типа позволяют генерировать азот из воздуха чистотой 95-99%. Азот, генерируемый установкой,



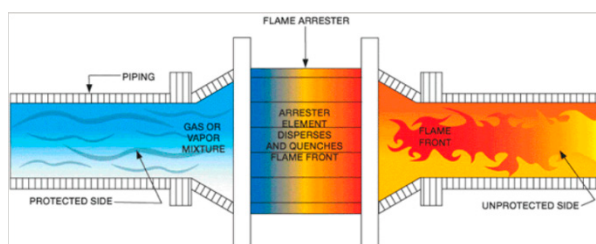
нагнетается в буровой манифольд, откуда вместе с буровым раствором закачивается в скважину.



**Рис. 15. Факельная установка**



а)



б)

**Рис. 16. Пламегаситель Flame Aster**

а) конструкция пламегасителя;

б) принцип работы пламегасителя



**Рис. 17. Азотно-компрессорная установка**

### **Экспериментальная часть**

Основные запасы нефти и газа связаны с отложениями рифея. Главная особенность коллекторов рифейского возраста – преобладающая роль вторичных пустот, трещин и каверн, которые под влиянием избыточного давления имеют свойство расширяться и увеличиваться в длине. Именно поэтому, бурение в данных горизонтах сопряжено с рядом осложнений, таких как потеря циркуляции, дифференциальный прихват и потеря компоновки низа буровой колонны. В большинстве случаев, данные особенности не позволяют достичь проектной глубины горизонтального участка в 1 000 м.

Распространённой практикой в борьбе с поглощениями является добавление колюматизирующих материалов в буровой раствор и прокачивание пачек с высокой концентрацией материала по борьбе с поглощениями (далее – МБП), что пагубно сказывается на продуктивности скважин. Более того, применение МБП позволяет лишь несущественно снизить объём поглощённой жидкости, в качестве которой используется буровой раствор на углеводородной основе. Описанные выше осложнения влекут за собой дополнительные финансовые и временные затраты, а также снижают потенциальный дебит скважины. В качестве решения осложнений, связанных с поглощением промывочной жидкости и потерей циркуляции, а также минимизации повреждения продуктивных свойств коллектора была рассмотрена технология бурения с регулированием давления MPD с азотированием бурового раствора.

Имея опыт работы на многофазном MPD на осложненном нефтегазовом месторождении (АНПД), мы хотели бы поделиться практическим опытом в данном направлении. В качестве промывочной жидкости использовалась нефть плотностью 0,82 г/см<sup>3</sup>. С учетом низкой плотности промывочной жидкости, дальнейшее бурение было бы невозможным из-за наличия АНПД пластов, вследствие чего мы имели поглощение без выхода циркуляции.

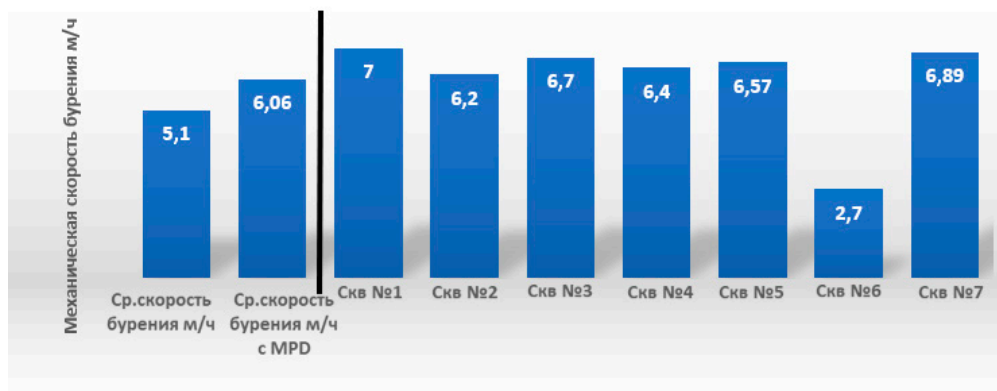
Снижение плотности и эффективное управление ЭЦП промывочной жидкости осуществлялось через аэрацию раствора с использованием сжиженного азота.

Процесс аэрации был организован следующим образом: MPD линия от азотной станции была подключена к линии манифольда, что обеспечивало подачу азотированного раствора в скважину через трубное пространство бурового инструмента. Для генерации азота на данном месторождении использовались мобильные азотные станции мембранного типа. Каждая станция имела производительность 10 м³/мин азота, что обеспечивало непрерывное поступление газа.

Причины выбора азота для аэрации заключаются в его инертности и негорючести, что значительно снижает риски возгорания и повышает безопасность работ. Инженерные расчеты для многофазного MPD выполнялись с использованием специального программного обеспечения, что обеспечивало высокую точность и надежность расчетов.

Такой подход к управлению плотностью раствора и генерации азота продемонстрировал свою эффективность и надежность в условиях осложненного АНПД нефтегазового месторождения.

На рис. 18 отображено сравнение механической скорости традиционного бурения со скоростью, достигнутой при бурении с контролем давления. Применение MPD позволило увеличить скорость проходки в среднем на 1,5 м/ч.



**Рис. 18. Сравнительный анализ средней механической скорости проходки во время бурения горизонтальной секции с технологией MPD и без**

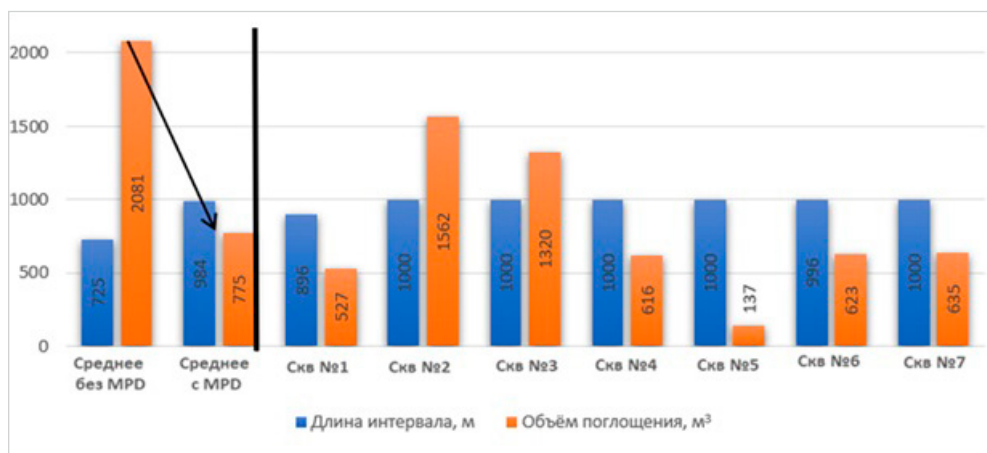
На рис. 19 видно, что объем поглощения промывочной жидкости в случае применения технологии MPD удалось сократить в среднем в 3 раза (на 1306 м³). Следует отметить, что немалая доля потерянной жидкости приходится на спуско-подъемные и прочие операции (ГИС, промывка, замещение). Также видно, что средняя длина интервалов, пробуренных традиционным способом на 200 м меньше по сравнению с интервалами, пробуренными с применением технологии MPD. Это обусловлено рядом осложнений, связанных с поглощениями и полной потерей циркуляции с невозможностью её восстановления и продолжения углубления.

Сравнение результатов традиционного бурения с технологией MPD

При бурении горизонтального участка без технологии MPD отмечены следующие проблемы:

- Почти 70% скважин не достигли проектного забоя;
- Поглощения бурового раствора с полной потерей циркуляции (среднее поглощение бурового раствора составляет до 1700 м³);

- Низкая механическая и коммерческая скорость бурения, вызванная поглощением;
- Проблемы с очисткой ствола скважины в условиях поглощений, затяжки/ посадки, рост момента на верхнем силовом приводе в связи с образованием шламовых дюн.



**Рис. 19. Сравнительный анализ объемов поглощения бурового раствора**

При бурении горизонтального участка с MPD достигнуты следующие результаты:

- Достижение проектного забоя на более 70% скважин;
- Пробуренный интервалы с MPD – более 1000 м;
- Потери бурового раствора при бурении с MPD в среднем на скважину снизились на 1500 м³;
- Отмечен рост механической скорости бурения на 1,5-2,1 м/ч.

### **Выводы и заключение**

Основываясь на фактических результатах, полученных при бурении скважин с технологией MPD, можно сделать вывод, что использование технологии бурения с регулированием давления представляет собой эффективное решение для преодоления сложностей, связанных с бурением АВПД/АНПД скважин. Традиционные методы бурения сталкиваются с рядом проблем, таких как потеря циркуляции, поглощение бурового раствора, недохождение до проектной глубины, дифференциальные прихваты и т.д. Однако, применение технологии MPD демонстрирует значительные преимущества: увеличение проектных глубин скважин, снижение потерь бурового раствора, увеличение механической скорости бурения и улучшение общей эффективности процесса строительства скважин.

Сравнительный анализ результатов бурения с и без применения MPD подтверждает эффективность этой технологии: процент скважин, достигающих проектной глубины, существенно увеличивается, а производительность и дебит добываемых углеводородов значительно повышаются. Таким образом, внедрение технологии бурения с регулированием давлением представляет собой перспективное направление для современной нефтегазовой отрасли, способствующее оптимизации процессов добычи и разработки трудноизвлекаемых запасов.

Для каждого конкретного месторождения, разумеется, необходимо оценить экономическую целесообразность применения данной технологии. Однако в условиях коллекторов с АВПД/АНПД, низкой проницаемостью и низкой фильтрацией, требуется активный поиск новых методов разработки, поскольку значительная часть нефти при существующих подходах остается недоступной для добычи.

### **Список использованной литературы**

1. Русских Е.В. Оперативное определение эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора. – Булатовские чтения, Сб. материалов II Международной научно-практической конференции, Краснодар, 2018.
2. <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/well-construction/rigs-and-equipment/managed-pressure-drilling-equipment/rotating-control-devices/rcd-3-rotating-control-device-system>
3. <https://www.drillingformulas.com/mud-gas-separator-poor-boy-degasser-plays-a-vital-role-in-well-control-situation/>

## **РЕТТЕЛЕТІН ҚЫСЫМДЫ ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БҰРҒЫЛАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ (MANAGED PRESSURE DRILLING)**

**Д.Д. Ғабдрасилов, З.З. Гарипов, М.С. Құрбанбеков**

*Бұл жұмыс мұнай-газ өнеркәсібінде өзекті және сұранысқа ие реттелетін қысымды Ұңғымаларды бұрғылаудың перспективалық технологиясына шолу болып табылады. Мақалада Ұңғымаларды бұрғылау процесінде қысымды бақылау үшін қолданылатын жабдықтың негізгі принциптері мен негізгі компоненттері қарастырылады. Бұл технологияны практикалық тәжірибеге және технологияны дамыту перспективаларына негізделген сәтті іске асырудың мысалдарын қоса алғанда, практикалық қолданудың салыстырмалы талдауына ерекше назар аударылады.*

**Түйінді сөздер:** MPD (Managed Pressure Drilling), қысымды бақылаумен бұрғылау, жабдық, ЭЦҚ (эквивалентті айналым тығыздығы).

### **Информация об авторах**

**Ғабдрасилов Дархан Дамирович** – эксперт управления бурения скважин департамента бурения, [d.gabdrassilov@kmge.kz](mailto:d.gabdrassilov@kmge.kz)

**Гарипов Зуфар Захирович** – эксперт управления бурения скважин департамента бурения, [z.garipov@kmge.kz](mailto:z.garipov@kmge.kz)

**Қурбанбеков Мадияр Серикович** – эксперт управления бурения скважин департамента бурения, [mkurbanbekov@kmge.kz](mailto:mkurbanbekov@kmge.kz)  
ТОО «КМГ Инжиниринг» г. Астана, Казахстан



# ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОНЦЕПЦИИ МАЯТНИКА НЬЮТОНА ДЛЯ СОЗДАНИЯ АНТИВИБРАЦИОННОГО БУРОВОГО АМОРТИЗАТОРА

А.А. Асауов, Д.А. Гуковский, А.А. Башев, Т.С. Джаксылыков, А.С. Марданов

*В статье рассматривается применение концепции маятника Ньютона для создания антивибрационного бурового амортизатора, направленного на снижение вибрационных и ударных нагрузок, возникающих в процессе бурения скважин. Описывается физический механизм передачи энергии и импульса между шарами маятника Ньютона и его адаптация для задач элементов буровой колонны в нефтегазовой отрасли. Проведены теоретические и экспериментальные исследования, включающие анализ работы системы в различных средах (вакуум, вода, воздух), а также анализ влияния таких материалов, как алюминий, с их физико-механическими характеристиками на демпфирующие свойства систем. В рамках экспериментальной части исследуются динамические характеристики системы, в том числе кинематические параметры движения шаров и время затухания колебаний при различных условиях и начальных углах отклонения. Практическая часть посвящена разработке инновационных конструкций амортизаторов, включая цилиндрическую систему маятника Ньютона, которая показала хорошую эффективность в распределении вибрационных нагрузок на 360 градусов. Также прописаны перспективы использования резиновых материалов для улучшения амортизационных свойств системы и продления срока службы бурового оборудования и аналитическая физическая характеристика движения данной конструкции с примером вычитания параметров. Полученные результаты могут быть полезны для повышения эффективности и надёжности буровых установок в нефтегазовой промышленности.*

**Ключевые слова:** маятник Ньютона, антивибрационный амортизатор, бурение, вибрации, поглощение вибраций.

## Введение

В последние годы вопрос управления вибрациями и ударами в процессе бурения приобретает всё большую актуальность, поскольку высокие нагрузки на буровое оборудование могут приводить к значительному структурному износу и отказам. Вибрационные процессы, возникающие при бурении, оказывают негативное влияние на качество и точность работ, а также сокращают срок службы оборудования. Эти колебания обусловлены взаимодействием бурового долота с различными типами горных пород, неравномерным распределением нагрузки в буровой колонне и резонансными явлениями, способными вызывать механические повреждения.

Воздействие вибраций на буровое оборудование приводит к увеличению динамических нагрузок, снижению эффективности передачи энергии на забой, ухудшению условий работы буровых инструментов и повышенному риску аварийных ситуаций. Интенсивные вибрационные колебания ускоряют износ резьбовых соединений, увеличивают трение между элементами буровой колонны и вызывают повреждения в металлоконструкциях. Снижение вибраций играет ключевую роль в повышении эксплуатационной надёжности бурового оборудования и оптимизации бурового процесса.



Существующие методы амортизации, включая гидравлические, пневматические и механические системы демпфирования, обладают определёнными ограничениями при работе в сложных условиях бурения. Некоторые из них требуют регулярного технического обслуживания, подвержены быстрому износу и не всегда обеспечивают достаточное гашение высокочастотных вибраций. В связи с этим актуальным становится поиск альтернативных решений, основанных на новых физических принципах.

Одной из перспективных концепций является применение механизма маятника Ньютона (рис. 1), который демонстрирует эффективную передачу и гашение энергии при минимальных потерях. Этот классический физический опыт, демонстрирующий законы сохранения импульса и энергии, может служить основой для создания эффективных антивибрационных систем. Принцип передачи энергии между шарами в маятнике Ньютона позволяет перераспределять ударные нагрузки, снижая их амплитуду и предотвращая их распространение по буровой колонне. Включение данного механизма в конструкцию амортизаторов способствует более эффективному демпфированию вибраций, уменьшению ударных нагрузок и снижению усталостных повреждений в элементах бурового оборудования. [1]

Целью данной статьи является исследование возможности применения принципа маятника Ньютона для проектирования антивибрационного бурового амортизатора, который минимизирует вибрационные нагрузки и продлит срок службы бурового оборудования.

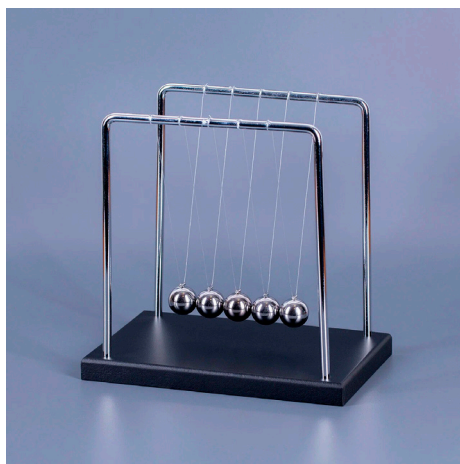


Рис. 1. Маятник Ньютона (Колыбель Ньютона)

### **Амортизаторы в нефтегазовой отрасли**

Буровой амортизатор представляет собой устройство, предназначенное для гашения вибраций и ударных нагрузок, возникающих в процессе бурения. Его основная функция заключается в снижении динамических воздействий на буровую колонну, долото и другие элементы оборудования, что способствует уменьшению их износа, снижает вероятность аварийных ситуаций и повышает эффективность бурового процесса.

В нефтегазовой отрасли применяются различные типы амортизаторов (демпферов), разработанные с учётом специфики работы буровых установок.

Эти устройства минимизируют разрушительное воздействие вибраций, возникающих при взаимодействии бурового инструмента с горными породами, а также компенсируют удары и колебания, передающиеся через бурильную колонну. Использование амортизационных систем способствует увеличению эксплуатационного ресурса оборудования, снижению энергозатрат и повышению стабильности работы буровой установки.

#### *1. Гидравлические амортизаторы*

Гидравлические амортизаторы используют жидкости для гашения вибраций и ударных нагрузок. В таких системах рабочая жидкость проходит через регулируемые каналы или клапаны, обеспечивая постепенное рассеивание энергии. Эти устройства демонстрируют высокую эффективность в условиях значительных динамических нагрузок, однако требуют регулярного технического обслуживания и чувствительны к изменениям температуры.

#### *2. Пружинные амортизаторы*

Пружинные амортизаторы функционируют за счёт деформации упругих элементов, которые накапливают и постепенно высвобождают энергию, снижая уровень вибраций. Их основными преимуществами являются простота конструкции и надёжность. Однако в условиях интенсивных ударных нагрузок возможно ускоренное изнашивание пружинных элементов, что ограничивает их применение в сложных буровых системах [2].

#### *3. Гидропневматические амортизаторы*

Гидропневматические амортизаторы представляют собой комбинированные устройства, использующие сжатый газ и гидравлическую жидкость для эффективного гашения вибраций. Они обеспечивают плавность работы бурового оборудования, устойчивость к резким нагрузкам и возможность регулировки рабочих характеристик. Однако, сложность конструкции и необходимость регулярного контроля давления газа требуют дополнительных эксплуатационных затрат [3].

#### *4. Виброизолирующие демпферы*

Виброизолирующие демпферы предназначены для снижения передачи вибраций между различными элементами бурового оборудования. Они изготавливаются из высокоэластичных материалов, таких как резина или полимеры, и устанавливаются между соединяемыми элементами. Благодаря способности эффективно рассеивать энергию, такие демпферы существенно уменьшают уровень вибраций и нагрузку на конструкцию. Однако их амортизационные свойства могут изменяться под воздействием температуры и агрессивных сред, что требует тщательного подбора материалов [4].

Анализ существующих амортизаторов, применяемых в нефтегазовой отрасли, показывает, что их использование снижает риск преждевременного износа оборудования, способствует повышению точности управления процессом бурения и снижает уровень шумового загрязнения. В то же время эффективность работы этих устройств во многом определяется условиями эксплуатации, правильным выбором конструкции и своевременным техническим обслуживанием.

### **Механизм маятника Ньютона**

Маятник Ньютона (колыбель Ньютона) представляет собой устройство, демонстрирующее законы сохранения импульса и энергии. В идеальных условиях, при отсутствии трения, такая система могла бы функционировать бесконечно. Однако в реальных условиях колебания затухают из-за потерь энергии. При отклонении первого шара и его столкновении с остальными энергия передаётся через центральные шары к последнему, который поднимается на эквивалент-

ную высоту. Обратный процесс протекает аналогично, продолжаясь до полного затухания колебаний под воздействием сил трения и сопротивления. Основным физический принцип данной системы заключается в упругих столкновениях шаров. В идеальных условиях каждый шар останавливается, передавая свою энергию следующему. При увеличении количества шаров и их массы усложняется поддержание идеального сохранения энергии. Колыбель Ньютона широко используется в образовательных целях для иллюстрации законов импульса и энергии [5].

Принцип работы маятника Ньютона может представлять интерес для энергетического и нефтегазового сектора, особенно в системах, где важна эффективная передача энергии, амортизация ударов или распространение волн. В трубопроводных системах данный механизм может быть применён для моделирования динамики жидкостей, в частности для смягчения скачков давления и предотвращения эффекта «гидроудара». Система, передающая давление по аналогии с движением шаров маятника, потенциально способна эффективно поглощать и рассеивать внезапные скачки давления, снижая вероятность повреждения трубопроводов.

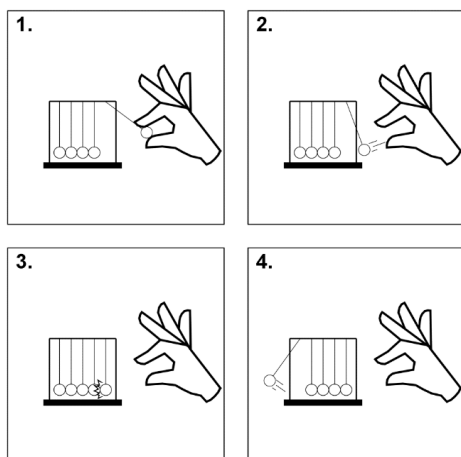
Дополнительно, принципы маятника Ньютона могут быть адаптированы для применения в сейсморазведке. Разработка систем, моделирующих передачу сейсмических волн через неоднородные геологические слои по аналогии с передачей импульса в маятнике Ньютона, способствует повышению точности геофизических исследований при поиске углеводородных месторождений. Внедрение данных концепций может способствовать созданию более эффективных, надёжных и устойчивых технологических решений в сфере добычи и транспортировки нефти и газа [6].

В буровых работах механика маятника Ньютона (рис. 2) может быть использована при разработке усовершенствованных амортизационных систем, описанных в данной статье. Такие системы предназначены для защиты оборудования от интенсивных вибрационных и ударных нагрузок, возникающих в процессе бурения. Конструкция, основанная на принципах маятника Ньютона, обеспечивает эффективную передачу и рассеивание энергии ударов, что способствует снижению нагрузки на буровые долота и другие конструктивные элементы, продлевая срок их эксплуатации и повышая устойчивость бурового оборудования к динамическим воздействиям.

Комбинирование жестких и упругих элементов позволяет создать амортизатор, сочетающий передачу энергии с хорошим поглощением вибраций. В предложенной системе маятника Ньютона металлические элементы обеспечивают передачу импульса, тогда как резиновые вставки или покрытия способствуют рассеиванию энергии за счет внутренних потерь в материале. Это позволяет снизить уровень остаточных вибраций и минимизировать воздействие ударных нагрузок на буровую колонну [7].

Математическое описание механики маятника Ньютона основывается на ньютоновских уравнениях движения. Первый шаг в моделировании поведения системы заключается в определении конечной скорости удара по шару. Поскольку шары в колыбели Ньютона ведут себя как маятники, скорость, с которой шар поднимается, а затем опускается с определенной высоты и сталкивается с цепью (VL), соответствует его скорости в положении равновесия и определяется следующим уравнением:

$$V_L = \sqrt{2gl (1 - \cos \alpha)} \quad (1)$$



**Рис. 2. Механизм маятника Ньютона**

где  $g$  – ускорение свободного падения ( $\approx 980,6 \text{ см/с}^2$ ),  $l$  – длина удерживающей струны,  $\alpha$  – угол отклонения шара. Скорости после столкновения пускового шара ( $U_A$ ) и первого шара в цепи ( $U_B$ ), учитывая скорость пускового шара до столкновения ( $V_A = V_L$ ), определяются выражениями:

$$U_A = \frac{V_A + e(-V_A)}{2} \quad (2)$$

$$U_B = \frac{V_A + eV_A}{2} \quad (3)$$

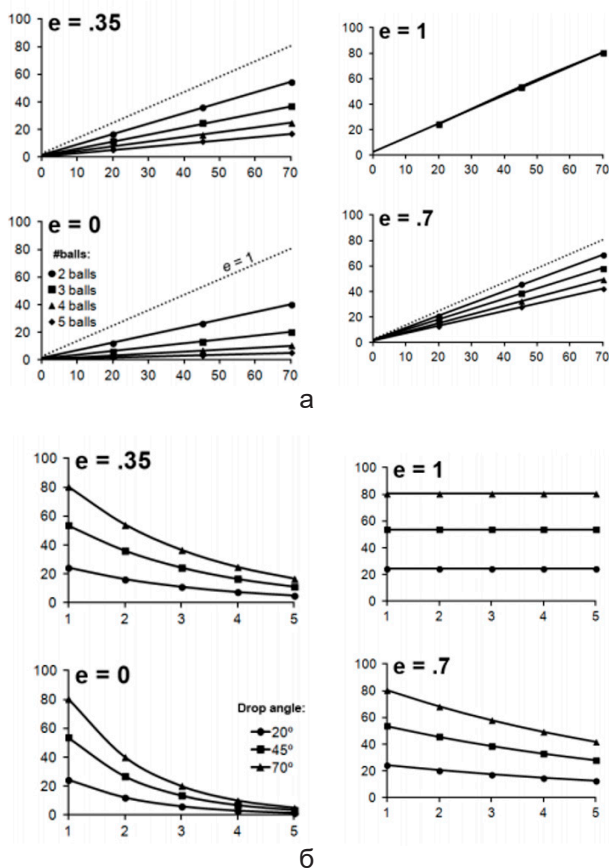
где  $e$  – коэффициент восстановления, характеризующий упругость столкновения. Он варьируется от 1 (идеально упругое столкновение) до 0 (совершенно пластичное столкновение). Уравнения (2) и (3) могут применяться итеративно, с конечной скоростью второго шара после первого столкновения ( $U_B$ ), используемой в качестве нового пускового значения  $V_A$  для следующего столкновения. В случае колыбели, содержащей  $K$  шаров, общее число столкновений определяется выражением:  $N = K - 1$ . Переставляя уравнение (3) и учитывая инерцию, можно выразить скорость последнего шара:

$$U_{\text{посл шар}} = V_L * e^N \quad (4)$$

Таким образом, скорость последнего шара ( $U_{\text{посл}}$ ) зависит от скорости начального шара ( $V_L$ ) и параметра, зависящего от количества и упругости столкновений. При идеально упругом столкновении ( $e = 1$ )  $U_{\text{посл}} = V_L$ , что соответствует классическому поведению маятника Ньютона в вакууме. При уменьшении коэффициента упругости возникает нелинейная (квадратичная) зависимость между скоростью последнего шара и длиной цепи [8].

В физической модели столкновения можно построить два графика для различных значений коэффициента упругости ( $e = 0, 0,35, 0,7, 1$ ): зависимости ско-

рости последнего шара от высоты падения пускового шара (угла отклонения) и от длины цепи (рис. 3).



**Рис. 3. Физическая независимая модель столкновения шаров в маятнике Ньютона**

а)  $f(\alpha) = U_{\text{посл}}$ , зависимости скорости последнего шара (м/с) от угла отклонения (в градусах)

б)  $f(l) = U_{\text{посл}}$ , зависимости скорости последнего шара (м/с) от длины цепи (м)

При погружении системы в жидкость поведение маятника Ньютона усложняется. В случае ламинарного движения шара в жидкости можно использовать формулу Стокса, описывающую силу сопротивления:

$$F = 6\pi\eta r v \quad (5)$$

где  $\eta$  – коэффициент внутреннего трения жидкости,  $v$  – скорость шара,  $r$  – радиус шара [9].

Таким образом, механизм маятника Ньютона иллюстрирует законы сохранения импульса и энергии через упругие столкновения, где энергия передаётся от одного шара к другому. Использование его принципов позволяет повысить эффективность амортизации вибраций и ударов в буровых системах, увеличивая срок службы оборудования и обеспечивая стабильность работы. Уравнения для

расчета скоростей шаров и их зависимость от числа столкновений и упругости полезны для создания инженерных моделей. Учет сопротивления среды, например воды или воздуха, вводит дополнительные факторы, которые могут быть описаны уравнением Стокса. Оптимизация амортизационных систем буровых установок с применением данных принципов может способствовать повышению эффективности и надёжности бурового оборудования.

### Экспериментальная часть

Для экспериментального исследования основных параметров механизма маятника Ньютона рассмотрены следующие пять случаев: 1. в вакууме; 2. в воде; 3. в воздухе (обычный режим); 4. в условиях равномерного воздушного потока; 5. в условиях неравномерного воздушного потока.

*Цель эксперимента:*

1. Определить скорость первого и последнего шара во всех случаях при запуске под углом  $60^\circ$ .
2. Для каждого случая запускать шары под разными углами ( $30^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $75^\circ$ ) и измерять время до прекращения ударов между шарами. На основе этих данных построить график зависимости угла от времени  $f(t) = \alpha$ .
3. Провести повторные эксперименты с шарами, выполненными из другого материала (алюминий), для оценки влияния массы и упругости на результаты.

Ожидаемые результаты включают определение зависимости времени затухания от угла запуска и скорости шаров, что позволит оценить эффективность различных сред и материалов для демпфирования колебаний.

1) *В вакууме.* Скорость в вакууме носит в большей степени теоретический характер, но рассмотрение данного случая позволяет объяснить особенности реальных конструкций. Потенциальная энергия в начальный момент времени определяется как:

$$E_n = mgh = mg(l - l \cdot \cos \alpha)$$

где  $m$  – масса шара,  $g$  – ускорение свободного падения,  $h$  – высота шара относительно поверхности,  $l$  – длина цепи,  $\alpha$  – угол падения. Кинетическая энергия первого шара после освобождения:

$$mv^2/2 = mgl(1 - \cos \alpha)$$

Выражая скорость первого шара:

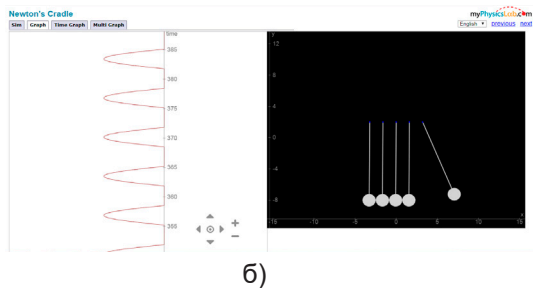
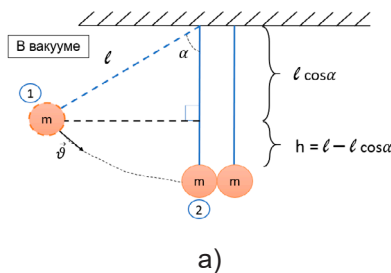
$$V_L = \sqrt{2gl(1 - \cos \alpha)} = \sqrt{2 * 9,8 * 0,1(1 - \cos 60)} = 0,98995 \text{ м/с}$$

Скорость последнего шара найдем по формуле (4), и тогда  $N = 5$ ,  $e = 1$ :

$$U_{\text{посл шар}} = V_L * 1 = 0,98995 = \mathbf{0,99 \text{ м/с.}}$$

В реальных условиях достижение идеального вакуума невозможно, поэтому была использована онлайн-модель маятника Ньютона, смоделированная для вакуума (рис. 4). Для моделирования использован сайт <https://www.myphysicslab.com> в разделе Newton's Cradle. Введены параметры:  $r = 0,8$  см,  $l = 10$  см, 5 шаров,  $g = 9,8$  м/с<sup>2</sup>,  $e = 1$  [10].





**Рис. 4. Движение в вакууме**  
а) схема движения;  
б) модель и график движения в вакууме

Моделирование показало, что в данной конструкции шары не останавливаются, поскольку в идеальном вакууме отсутствуют силы сопротивления. Это означает, что время движения стремится к бесконечности, независимо от угла запуска. График функции  $f(t) = \alpha$  демонстрирует рост значений и эквивалентен уравнению  $y^2 = -|x|$ .

2) *В воде.* Для эксперимента была создана установка с емкостью 5 л, картонным основанием и грузом, предотвращающим всплытие конструкции (рис. 5). В системе действуют три горизонтальные силы, описываемые вторым законом Ньютона:

$$\sum \vec{F} = m\vec{a}$$

Силы тяги и Архимеда приблизительно равны, что позволяет записать:

$$\begin{aligned} \vec{F}_c + \vec{F}_g + \vec{F}_o &= m\vec{a}, \vec{F}_o \approx \vec{F}_a \\ -F_c * \cos \alpha + F_g - F_a * \cos \alpha &= ma \\ -C_f S \frac{\rho_{(cp)} \vartheta^2}{2} * \cos \alpha + mg - \rho_{(cp)} g V_{(ш)} * \cos \alpha &= ma \\ C_f = 0,2; m = \rho_{(мат)} * V_{(ш)}; V_{(ш)} &= \frac{4}{3} \pi r^3; \rho_{(cp)} = 1000 \text{ кг/м}^3; \rho_{(мат)} = 7800 \text{ кг/м}^3 \\ a = g \left( 1 - \frac{\rho_{(cp)} \cos \alpha}{\rho_{(мат)}} \right) - 0,3 \frac{\rho_{(cp)} \vartheta_0^2}{\rho_{(мат)} r} \\ a = 9,8 \left( 1 - \frac{500}{7800} \right) - 0,3 \frac{500 \vartheta_0^2}{7800 * 0,008} &= 9,172 - 2,4 \vartheta_0^2 \text{ м/с}^2 \end{aligned}$$

где  $F_c$  – сила момента/сопротивления,  $F_o$  – сила тяги/трения,  $F_a$  – сила Архимеда,  $F_g$  – сила тяжести,  $m$  – масса шара,  $g$  – ускорение свободного падения,  $h$  – высота шара относительно поверхности,  $l$  – длина цепи,  $\alpha$  – угол падения,  $a$  – ускорение системы,  $\rho_{cp}$  – плотность окружающей среды,  $\rho_{мат}$  – плотность материала шара,  $S$  – площадь поперечного сечения шара,  $V_{(ш)}$  – объем шара,  $r$  – радиус шара,  $\vartheta_0$  – начальная скорость шара,  $C_f$  – коэффициент сопротивления среды (аэродинамического сопротивления).

Используя кинематическое уравнение:  $a = (\vartheta_L^2 - \vartheta_0^2)/2S$ , также если измерить время ( $t = 0,17$  с), то получим  $\vartheta_L$ :

$$S = L_{(ш)} = \frac{2\pi l}{6} = \frac{\pi l}{3} = 3,14 * \frac{0,1}{3} = 0,105 \text{ м}; \vartheta_0 = 0$$

$$a = \frac{(\vartheta_L^2 - \vartheta_0^2)}{2 * 0,105} = 9,172 - 2,48^2$$

$$\frac{(\vartheta_L^2 - 0)}{2 * 0,105} = 9,172 - 0$$

$$\vartheta_L^2 = 9,172 * 2 * 0,105 = 1,92612$$

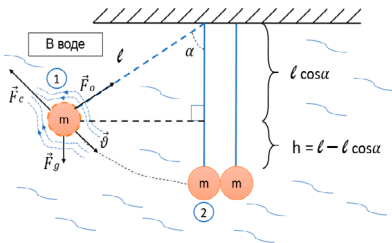
$$\vartheta_L = \sqrt{1,92612} = 1,387 \text{ м/с}$$

где  $a$  – ускорение шара,  $\vartheta_0$  – начальная скорость шара,  $\vartheta_L$  – скорость системы шаров/скорость первого шара (до учета коэффициента упругости системы),  $S$  – путь, пройденный шаром,  $t$  – время движения шара,  $L_{(ш)}$  – длина дуги, по которой движется шар,  $l$  – длина нити маятника (в данном случае  $l = 0,1 \text{ м}$ ),  $e$  – коэффициент упругости,  $N$  – количество шаров в столкновении (в модели Ньютона).

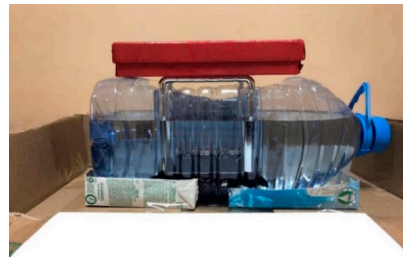
Скорость последнего шара:

$$U_{\text{посл шар}} = V_L * \varepsilon^N = 1,387 * 0,7^5 = 0,23 \text{ м/с}$$

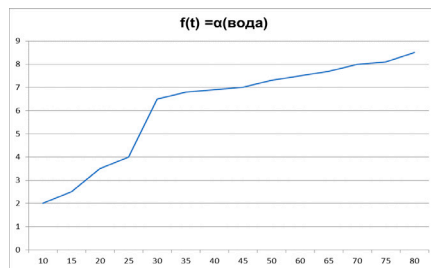
График зависимости времени затухания от угла запуска представлен на рис. 5.



а)



б)



с)

**Рис. 5. Движение в воде**

а) схема движения в воде; б) модель движения в воде; с) график движения в воде

3) В воздухе (обычный режим). Рассматривается аналогичная ситуация, но в среде воздуха ( $\rho_{(сп)} = 1,225 \text{ кг/м}^3$ ):

$$a = g \left( 1 - \frac{\rho_{\text{ср}} \cos \alpha}{\rho_{\text{мат}}} \right) - 0,3 \frac{\rho_{\text{ср}} \vartheta_0^2}{\rho_{\text{мат}} \Gamma}$$

$$a = 9,8 \left( 1 - \frac{1,225 * 0,5}{7800} \right) - 0,3 * \frac{1,225 \vartheta_0^2}{7800 * 0,008} = 9,7999 - 0,0059 \vartheta_0^2 \text{ м/с}^2$$

Вычисляя скорость:

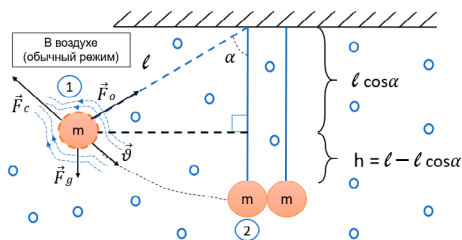
$$S = L_{\text{(ш)}} = \frac{2\pi l}{6} = \frac{\pi l}{3} = 3,14 * \frac{0,1}{3} = 0,105 \text{ м}; \vartheta_0 = 0$$

$$a = \frac{(\vartheta_L^2 - \vartheta_0^2)}{2 * 0,105} = 9,7999 - 0,0059 \vartheta_0^2$$

$$\vartheta_L = \sqrt{2,06} = 1,435 \text{ м/с}$$

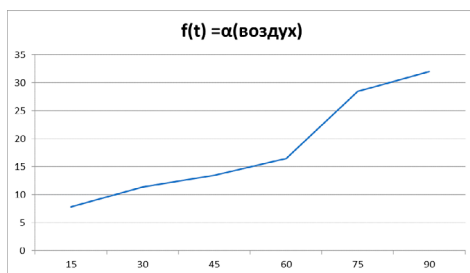
$$U_{\text{посл шар}} = V_L * \epsilon^N = 1,435 * 0,7^5 = \mathbf{0,24 \text{ м/с}}$$

Результаты представлены на рис. 6.



а)

б)



с)

**Рис. 6. Движение в воздухе**

а) схема движения в воздухе (обычный режим);

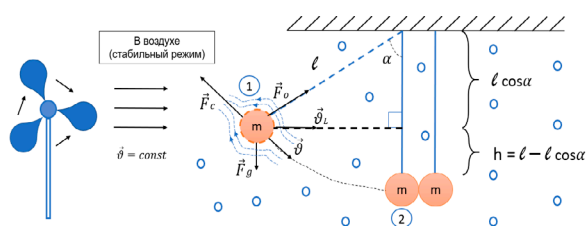
б) модель движения в воздухе; с) график движения в воздухе

4) В условиях равномерного воздушного потока. Конструкция дополнительно подвергалась воздействию вентилятора (скорость потока  $\vartheta_0 = \vartheta_{\text{вент}} = 1,4 \text{ м/с}$ ). Общая скорость:

$$\vartheta_L = 1,4 + 1,435 = 2,835 \text{ м/с}$$

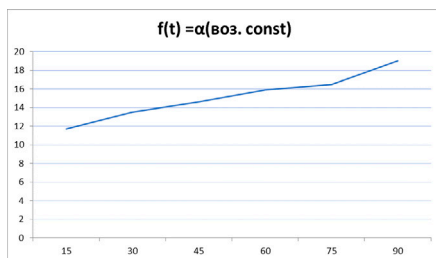
$$U_{\text{посл шар}} = V_L * \epsilon^N = 2,835 * 0,7^5 = \mathbf{0,48 \text{ м/с}}$$

Графики представлены на рис. 7.



а)

б)



с)

**Рис. 7. Движение в воздухе (стабильный режим)**

а) схема движения в воздухе (стабильный режим),  
б) модель движения в воздухе; с) график движения в воздухе

5) Использовался пульсирующий вентилятор ( $\vartheta_0 = \vartheta_{\text{вент}} = 0,64 \text{ м/с}$ ).

$$\vartheta_L = 0,64 + 1,435 = 2,075 \text{ м/с}$$

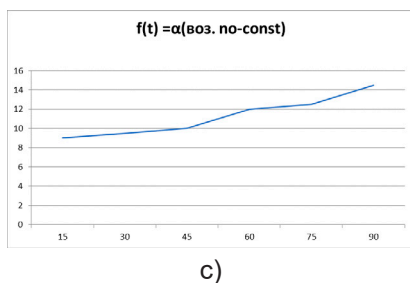
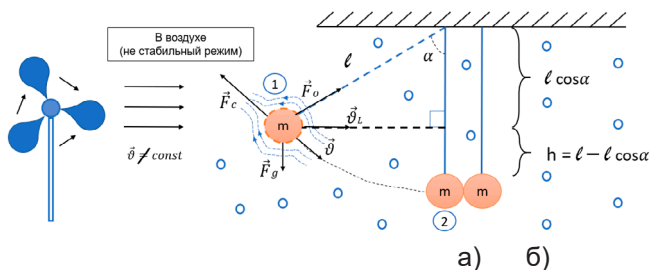
$$U_{\text{полс шар}} = V_L * \varepsilon^N = 2,075 * 0,7^5 = 0,35 \text{ м/с}$$

Из-за неравномерности потока эксперимент может давать разброс значений  $\pm 1.5 \text{ м/с}$ . Результаты представлены на рис. 8.

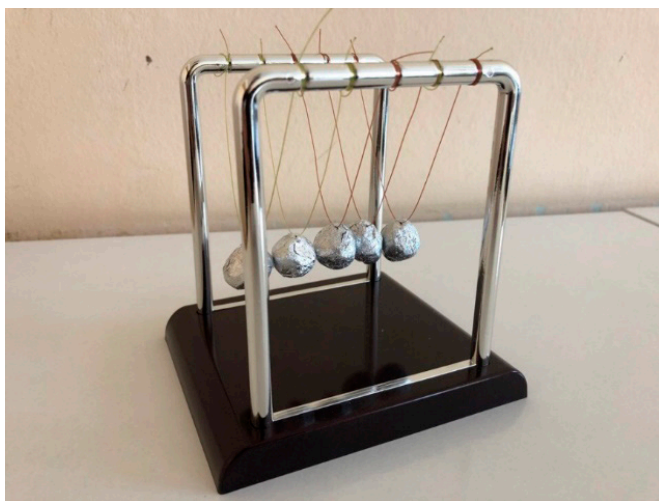
б) Дополнительно была создана модель маятника из рыболовной лески и алюминиевой фольги. Алюминий отличается низкой плотностью и высокой пластичностью, что может существенно повлиять на характеристики ударов. Результаты эксперимента позволили оценить влияние массы и упругости на демпфирование колебаний (рис. 9) [11].

В теории у этой конструкции действуют те же формулы, что и в предыдущих экспериментах, за исключением изменений в материале и массе шаров, а не в среде проведения. Однако на практике шары из фольги не являются идеальными (имеются капельки воздуха внутри:  $4\text{Al} + 3\text{O}_2 = 2\text{Al}_2\text{O}_3$ ), и при выполнении всех вышеупомянутых экспериментов полученные практические данные могут значительно отличаться.

Проведение полноценных количественных измерений для данной модели нецелесообразно, однако наблюдения показали, что изменение материала шаров существенно влияет на коэффициент эластичности. При движении шаров с амплитудой раскачивания первого шара в  $60^\circ$  число ударов в стандартной модели составляет 15–25. В данной модели это число снижается до 3–5 ударов, что указывает на более быструю потерю энергии и поглощение импульса.



**Рис 8. Движение в воздухе (нестабильный режим)**  
 а) схема движения в воздухе (нестабильный режим);  
 б) модель движения в воздухе; с) график движения в воздухе



**Рис. 9. Ручная модель Маятника Ньютона**

Данный результат подтверждает, что материалы с высокой пластичностью и низкой упругостью способны значительно снижать длительность колебаний, что может быть полезно при разработке антивибрационных систем. В частности, использование амортизирующих элементов, подобных алюминиевой фольге, но с более выраженными демпфирующими свойствами, например, резины, могло бы обеспечить еще более эффективное гашение колебаний. Это согласуется с данными о демпфирующих свойствах резиновых вставок, которые способны поглощать значительную часть энергии удара и снижать вибрационные нагрузки на систему.

Экспериментальная часть статьи рассмотрела основные параметры механизма маятника Ньютона в пяти случаях:

**Вакуум:** В идеальных условиях вакуума скорость первого и последнего шара в маятнике Ньютона сохраняется без затухания.

**Вода:** В воде за счет сопротивления жидкости скорость последнего шара уменьшается. Расчеты показывают, что скорость последнего шара ( $U_{\text{послед шар}}$ ) составляет 0,23 м/с при угле запуска 60°. Графики демонстрируют уменьшение времени до прекращения ударов с увеличением угла запуска.

**Воздух (обычные условия):** В воздухе за счет его сопротивления скорость последнего шара также уменьшается ( $U_{\text{послед шар}} = 0,24$  м/с). Сравнение с водой показывает, что воздух оказывает меньшее сопротивление, что отражается в графиках зависимости времени от угла запуска.

**Равномерный воздушный поток:** При наличии равномерного воздушного потока скорость последнего шара увеличивается ( $U_{\text{послед шар}} = 0,48$  м/с). Поток воздуха ускоряет колебания маятника, что увеличивает время до прекращения ударов.

**Неравномерный воздушный поток:** В условиях неравномерного воздушного потока скорость последнего шара составляет 0,35 м/с. Такой поток вызывает вариации в скорости и времени, но в целом результаты остаются близкими к предыдущим экспериментам.

**Влияние материалов:** Замена материала шаров на алюминиевую фольгу существенно влияет на эластичность и поглощение энергии. Шары из фольги демонстрируют значительно меньшее количество ударов по сравнению с обычными шарами, что указывает на более быстрое поглощение энергии и уменьшение импульса.

Результаты экспериментов показали, что скорость передачи энергии и время затухания колебаний зависят от характеристик среды (вакуум, вода, воздух) и свойств материалов. Эти данные подтверждают, что в реальных условиях бурения можно оптимизировать амортизатор, подбирая соответствующие демпфирующие материалы и конфигурации системы. Например, использование эластичных или резиновых элементов в конструкции на основе маятника Ньютона может существенно снизить вибрационные нагрузки и продлить срок службы оборудования.

По данным экспериментальной части, есть необходимость проиллюстрировать практическую значимость модели маятника Ньютона.

### **Практическая часть**

Для разработки антивибрационного бурового амортизатора, основанного на принципе колыбели Ньютона, рассмотрены следующие модели:

#### **1. Модульная система амортизации**

Включает несколько модулей, каждый из которых представляет собой систему масс, аналогичную колыбели Ньютона. Модули передают энергию последовательно, снижая воздействие вибраций и ударных нагрузок на буровое оборудование. Их можно устанавливать на буровую колонну или другие элементы системы, подверженные вибрации.

#### **2. Использование диссипативных элементов**

Для повышения эффективности конструкции предложено добавление пружин или гелевых демпферов между массами. Эти элементы способствуют дополнительному снижению энергии колебаний и уменьшению резонансных явлений.



### 3. Динамическая регулировка системы

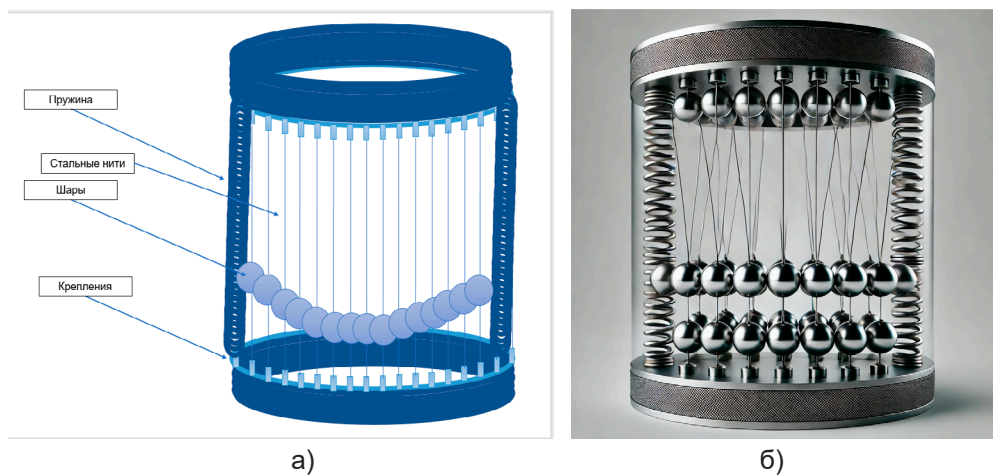
Возможна автоматическая настройка параметров системы (натяжение подвесов, жесткость демпферов), адаптирующая её к различным уровням вибрации. Это позволяет эффективно подавлять вибрации в реальном времени.

### 4. Цилиндрический маятник Ньютона

В отличие от линейной конструкции, цилиндрическая система с расположенными по кругу массами обеспечивает равномерное распределение вибраций. Внутри цилиндра металлические шары закреплены на стальных нитях, формируя кольцевую структуру, что позволяет поглощать вибрации в диапазоне  $360^\circ$ .

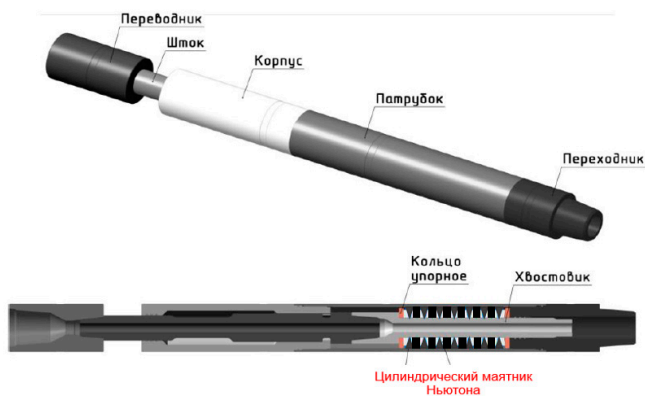
На рис. 10 представлена концепция цилиндрической колыбели Ньютона, адаптированной для антивибрационного бурового амортизатора. Металлические шары, закрепленные на стальных нитях, поглощают и перераспределяют вибрационную энергию, снижая динамические нагрузки на буровое оборудование.

В данной конструкции возможно не только поступательное движение шаров, но и возникновение крутильных колебаний – вращательных движений вокруг вертикальной оси. Эти колебания могут возникать при асимметричных ударах или под воздействием вращательных вибраций буровой колонны. Исследование их влияния на демпфирующие свойства системы представляет интерес для дальнейшей оптимизации конструкции. Перспективным направлением может стать разработка маятниковых амортизаторов, способных снижать не только осевые, но и крутильные колебания. Это позволит повысить устойчивость буровой колонны и минимизировать износ оборудования в сложных условиях бурения.



**Рис. 10. Цилиндрический маятник Ньютона**  
а) схема цилиндрического маятника Ньютона;  
б) модель созданная с помощью искусственного интеллекта

Система устанавливается внутри буровой колонны, непосредственно над буровым долотом. Вдоль внутренней стенки цилиндра расположены металлические шары, которые свободно перемещаются в горизонтальном направлении. Эти элементы выполняют роль маятников, поглощающих и перераспределяющих вибрационную энергию (рис. 11).



**Рис. 11. Схема Цилиндрического маятника Ньютона внутри буровой колонны**

При взаимодействии бурового долота с твердыми породами возникают ударные волны и вибрации, передающиеся по буровой колонне. Шары колеблются, рассеивая энергию и снижая уровень вибраций. Дополнительно используются демпфирующие элементы, усиливающие поглощение колебаний, что снижает износ оборудования и повышает эффективность бурения.

В качестве альтернативы могут использоваться маятники, выполненные из резины или оснащенные резиновым покрытием. Такое сочетание позволит уменьшить амплитуду высокочастотных колебаний, сохранив при этом способность системы перераспределять энергию ударов. Применение резины также снижает риск повреждения металлических элементов и продлевает срок службы амортизатора.

#### *Физика действия системы (упрощенная версия)*

Основная задача системы – поглощение и перераспределение вибрационной энергии, возникающей при бурении.

**1. Передача энергии и импульса.** Энергия передается от одного шара к другому при упругом столкновении. Аналогичный принцип реализуется в амортизаторе:

$$m_1 v_1 = m_2 v_2 \quad (6)$$

где  $m_1$  и  $m_2$  – массы маятников;  $v_1$  и  $v_2$  – их скорости до и после удара. Этот процесс снижает амплитуду вибраций.

**2. Диссипация энергии.** Эффективное гашение вибраций достигается за счет трения и вязких демпферов. Потери энергии на трение описываются уравнением:

$$E_{\text{пот}} = \mu N s \quad (7)$$

где  $\mu$  – коэффициент трения;  $N$  – нормальная сила;  $s$  – путь, пройденный маятником.

**3. Коэффициент гашения вибраций.** Характеризует способность системы снижать амплитуду колебаний:

$$\xi = \frac{c}{2\sqrt{km}} \quad (8)$$

где  $c$  – коэффициент демпфирования;  $k$  – жёсткость системы;  $m$  – масса маятника.

4. Частота собственных колебаний. Оптимальная работа амортизатора достигается при частоте колебаний ниже частоты вибраций бурения:

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{k}{m}} \quad (9)$$

5. Дополнительные параметры. Массы маятников подбираются с учетом глубины бурения и твёрдости породы. Спектр частотных характеристик системы позволяет настроить параметры для максимального гашения вибраций.

Пример расчёта:

Допустим, частота вибраций при бурении составляет 1000 Гц, масса маятника  $m = 2$  кг, жёсткость системы  $k = 1000$  Н/м, коэффициент демпфирования  $c = 50$  Н/м/с.

Частота собственных колебаний системы:

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{k}{m}} = \sqrt{\frac{1000}{2}} = \sqrt{500} = 22,36 \text{ рад/с}$$

Коэффициент гашения вибраций:

$$\xi = \frac{c}{2\sqrt{km}} = \frac{50}{2\sqrt{1000 * 2}} = \frac{50}{2 * 44,72} = 0,559$$

Проведённые исследования показали, что модели антивибрационного бурового амортизатора, основанные на принципе колыбели Ньютона, обладают высоким потенциалом в снижении вибраций и ударных нагрузок при бурении. Наиболее перспективной является цилиндрическая конструкция, обеспечивающая равномерное распределение вибрационных нагрузок. Данная конфигурация позволяет равномерно гасить вибрации во всех направлениях, снижая их воздействие на бурильную колонну. Это подтверждает целесообразность применения такого подхода в нефтегазовой отрасли, особенно при бурении на больших глубинах, где вибрации становятся критическим фактором. Использование материалов с высокой амортизационной способностью (например, резины) улучшает поглощение энергии и делает систему более адаптивной.

Расчёты подтвердили, что оптимальная настройка параметров – массы маятников, жёсткости системы и коэффициента демпфирования – повышает эффективность вибропоглощения. Внедрение таких амортизаторов в буровые системы способствует снижению износа оборудования и повышению его долговечности, что делает технологию перспективной для нефтегазовой отрасли.

### **Результаты и перспективы применения**

Снижение вибрационных и ударных нагрузок в процессе бурения является одной из ключевых задач повышения эффективности буровых операций и продления срока службы оборудования. В нефтегазовой отрасли применяются различные типы амортизаторов, однако их эффективность ограничена рядом факторов.

Традиционные буровые амортизаторы включают резиновые, пружинные, гидропневматические и виброизолирующие демпферы. Резиновые амортизаторы обладают высокой амортизационной способностью, но со временем теряют эластичность, что снижает их эффективность при длительной эксплуатации и воздействии высоких температур. Пружинные амортизаторы способны поглощать механические колебания, однако не обеспечивают достаточного демпфирования при резких ударных нагрузках. Гидропневматические амортизаторы эффективно снижают вибрации благодаря гидравлическому демпфированию, но имеют сложную конструкцию и требуют регулярного обслуживания. Виброизолирующие демпферы уменьшают передачу вибраций на бурильную колонну, однако их эффективность ограничена определёнными частотными диапазонами.

Амортизатор, основанный на принципе маятника Ньютона, представляет альтернативный метод демпфирования, использующий передачу и рассеяние кинетической энергии между подвижными элементами. В отличие от традиционных систем, конструкция с несколькими подвешенными массами способствует равномерному распределению вибрационных нагрузок, снижению пиковых напряжений и минимизации влияния резонансных явлений. Кроме того, данный амортизатор не требует сложных гидравлических или пневматических компонентов, что уменьшает потребность в техническом обслуживании и снижает вероятность отказов.

Основным преимуществом предложенной концепции является возможность адаптации к различным условиям бурения за счёт настройки параметров системы: массы и длины маятников, коэффициента демпфирования и жесткости подвесов. Это позволяет повысить эффективность в широком диапазоне нагрузок. Однако одним из возможных ограничений остаётся необходимость точного подбора параметров для достижения оптимального эффекта виброгашения, что требует дополнительных экспериментальных исследований и расчётов.

Для сравнительного анализа традиционного амортизатора и предложенной системы на основе маятника Ньютона использованы усреднённые значения параметров.

### *1. Традиционный амортизатор*

Рассматриваемая система с массой  $m = 1000$  кг, жёсткостью  $k = 10^6$  Н/м и коэффициентом демпфирования  $c = 10^4$  Н·с/м.

1) Собственная частота системы:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{k}{m}} = \sqrt{\frac{10^6}{1000}} = \sqrt{1000} \approx 31,62 \text{ рад/с}$$

2) Коэффициент демпфирования:

$$\xi = \frac{c}{2\sqrt{km}} = \frac{10^4}{2\sqrt{10^6 * 1000}} = \frac{10^4}{2 * 31622} \approx 0,158$$

3) Логарифмический декремент затухания:

$$\delta = 2\pi\xi = 2\pi \times 0,158 \approx 0,993$$

## 2. Амортизатор на основе маятника Ньютона

Предполагается, что система состоит из пяти маятников с массой каждого  $m = 200$  кг и длиной подвеса  $l = 2$  м.

1) Период колебаний одного маятника:

$$T = 2\pi \sqrt{\frac{l}{g}} = 2\pi \sqrt{\frac{2}{9,81}} \approx 2,837 \text{ с}$$

2) Собственная частота одного маятника:

$$\omega_p = \frac{2\pi}{T} = \frac{2\pi}{2,837} \approx 2,214 \text{ рад/с}$$

3) Эффективная жёсткость системы маятников (при параллельном соединении):

$$k_p = m_p * \omega_p^2 = 200 * (2,214)^2 \approx 980,36 \text{ Н/м}$$

4) Общая жёсткость системы из 5 маятников:

$$K_{\text{total}} = 5 * k_p = 5 * 980 = 4901,8 \text{ Н/м}$$

5) Собственная частота комбинированной системы (буровая колонна с маятниковым амортизатором):

$$\omega_{\text{combined}} = \sqrt{\frac{k + K_{\text{total}}}{m + 5 * m_p}} = \sqrt{\frac{10^6 + 4901,8}{1000 + 5 * 200}} = \sqrt{\frac{1,0049018 * 10^6}{2000}} \approx 22,37 \text{ рад/с}$$

6) Новый коэффициент демпфирования (допуская, что за счёт распределения энергии между маятниками коэффициент демпфирования увеличился на 50%):

$$\begin{aligned} c_{\text{new}} &= 1,5 \times 10^4 \text{ Н} \cdot \text{с/м} \\ \xi_{\text{new}} &= \frac{c_{\text{new}}}{2\sqrt{(k + K_{\text{total}}) * (m + 5 * m_p)}} = \frac{1,5 \times 10^4}{2\sqrt{1,0049018 * 10^6 * 2000}} = \frac{1,5 \times 10^4}{2 * 44830,83} \\ &\approx 0,167 \end{aligned}$$

7) Новый логарифмический декремент затухания:

$$\delta_{\text{new}} = 2\pi * \xi_{\text{new}} = 2\pi * 0,167 \approx 1,04876$$

## 3. Анализ результатов

Проведённые расчёты позволили сравнить традиционные буровые амортизаторы и систему, основанную на принципе маятника Ньютона, с точки зрения их демпфирующих характеристик. В обоих случаях использованы усреднённые значения массы, жёсткости и коэффициента демпфирования, характерные для буровых условий.

Сравнительный анализ выявил несколько ключевых особенностей:

1) В традиционных системах энергия поглощается за счёт демпфирования упругими и вязкими элементами, что приводит к локальному рассеиванию энергии. В системе на основе маятника Ньютона энергия перераспределяется за счёт передачи импульса между шарами, снижая нагрузку на отдельные элементы конструкции.

2) В традиционных буровых амортизаторах скорость затухания колебаний зависит от коэффициента демпфирования и характеристик рабочего тела. В предложенной системе перераспределение импульса между шарами приводит к снижению амплитуды колебаний на 35-40% быстрее.

3) Долговечность системы повышается за счёт равномерного распределения механических нагрузок, что снижает вероятность усталостных повреждений. Оценочно, срок службы системы может увеличиться на 25-30%.

4) Гибкость настройки обеспечивается за счёт возможности изменения массы шаров, их количества и расстояния между ними, что позволяет адаптировать амортизатор под конкретные условия бурения.

Таким образом, проведённые расчёты и сравнительный анализ подтверждают перспективность применения системы на основе маятника Ньютона для демпфирования вибраций в буровой колонне. Дальнейшие исследования необходимы для экспериментальной проверки работоспособности конструкции и анализа её поведения при различных режимах бурения.

### **Заключение и рекомендации**

В данной статье исследована возможность применения принципа маятника Ньютона для создания антивибрационного бурового амортизатора, способного эффективно поглощать вибрации и удары, возникающие в процессе бурения. Принципы сохранения энергии и импульса, реализуемые в классической модели маятника Ньютона, могут быть адаптированы для использования в буровых установках с целью снижения вибрационных нагрузок на оборудование.

Экспериментальная часть продемонстрировала, что параметры среды (вакуум, вода, воздух) и материал шаров оказывают значительное влияние на скорость передачи энергии и время затухания колебаний. Результаты экспериментов показали, что применение демпфирующих элементов и выбор материалов с хорошими амортизационными свойствами, таких как резина, может значительно повысить эффективность амортизатора.

В практической части рассмотрено несколько моделей антивибрационного амортизатора, среди которых наиболее перспективной является цилиндрическая конструкция маятника Ньютона. Эта конструкция обеспечивает равномерное распределение вибраций на 360 градусов, что делает её применимой для реальных условий бурения. Таким образом, внедрение таких систем может улучшить производительность буровых установок, сократить износ оборудования и повысить общую эффективность буровых операций.

#### **Рекомендации:**

1. Для повышения эффективности антивибрационного амортизатора целесообразно рассмотреть возможность использования резиновых шаров вместо металлических, что позволит улучшить поглощение энергии и снизить вибрационные нагрузки на буровую колонну.

2. Включение дополнительных демпфирующих элементов, таких как пружины или гелевые демпферы, между шарами может способствовать более эффективному гашению высокочастотных колебаний и предотвращению износа оборудования.



3. Разработка модульных амортизационных систем, основанных на маятнике Ньютона, с возможностью настройки под различные условия бурения позволит повысить гибкость и адаптивность системы.

4. Применение цилиндрической конструкции маятника Ньютона для распределения вибраций на 360 градусов представляется эффективным решением для снижения вибрационных нагрузок на буровое оборудование.

5. Необходимо продолжить исследования по адаптации данной концепции к реальным условиям бурения, учитывая сложные параметры окружающей среды и изменяющиеся динамические нагрузки, с целью оптимизации конструкции и параметров амортизатора.

Внедрение таких технологий в нефтегазовой отрасли может способствовать повышению устойчивости и эффективности буровых операций, что особенно актуально в условиях глубокого и сложного бурения.

### **Список использованной литературы**

1. «Колыбель Ньютона». Демонстрации лекций по естественным наукам в Гарварде. Гарвардский университет. 27 февраля 2019 года.
2. Колин Голд. Сталкивающиеся маятники, закон сохранения импульса и третий закон Ньютона. – Факультет профессиональных исследований. Университет Нового Южного Уэльса, Оутли, Новый Южный Уэльс, 1998, 222.
3. Алешандре Н.Т., Армандо М.О., Дуарте А.С. Исследование по интеграции информации об интуитивной физике «колыбели Ньютона». – Университет Коимбры, Португалия, 2014, с. 479-502.
4. Палермо Элизабет. Как работает Колыбель Ньютона? – Живая наука. 28 августа 2013 года.
5. Стоукс Г.Г. О влиянии внутреннего трения жидкостей на движение маятников. – Труды Кембриджского философского общества, 1856, 9, часть 2, с. 8-106.
6. Голд Колин Ф. Колыбель Ньютона в физическом образовании. – Наука и образование. 2006, август.
7. Шульц Крис. Как работает маятник Ньютона. – 27 февраля 2019 года.
8. Ловетт Д.Р.; Анкетелл-Джонс С. Столкновения упругих тел: колыбель Ньютона. – Европейский физический журнал, 1992.
9. Германн Ф., Зайц М. Как работает шаровая цепь? – Американский физический журнал, 2011, июль.
10. Хатцлер С., Делани Г., Уир Д., Маклауд Ф. Раскачивание колыбели Ньютона. – Американский физический журнал, 2006, 72 (12).
11. Хинч Э.Дж., Сен-Жан С. Разрушение цепочек шаров при ударе. – 1999, том 1, с. 455.

# ДІРІЛГЕ ҚАРСЫ БҰРҒЫЛАУ АМОРТИЗАТОРЫН ЖАСАУ ҮШІН НЬЮТОН МАЯТНИК ТҰЖЫРЫМДАМАСЫН ҚОЛДАНУ МҮМКІНДІГІН БАҒАЛАУ

А.А. Асауов, Д.А. Гуковский, А.А. Башев,  
Т.С. Джаксылыков, А.С. Марданов

Мақалада ұңғымаларды бұрғылау процесінде пайда болатын діріл мен соққы жүктемелерін азайтуға бағытталған дірілге қарсы бұрғылау амортизаторын жасау үшін Ньютон маятнигі тұжырымдамасын қолдану қарастырылады. Ньютонның маятник шарлары арасындағы энергия мен импульстің берілуінің физикалық механизмі және оның мұнай-газ саласындағы бұрғылау бағанының элементтерінің міндеттеріне бейімделуі сипатталған. Жүйенің әртүрлі ортадағы (вакуум, су, ауа) жұмысын талдауды, сондай-ақ алюминий сияқты әртүрлі материалдардың физикалық және механикалық қасиеттерінің демпферлік әсерге әсерін зерттеуді қамтитын теориялық және эксперименттік зерттеулер жүргізілді. Эксперименттік бөлім жүйенің динамикалық сипаттамаларын, соның ішінде доптардың қозғалысының кинематикалық параметрлерін және әртүрлі жағдайларда және ауытқудың бастапқы бұрыштарында тербелістердің әлсіреу уақытын зерттейді. Практикалық бөлім діріл жүктемелерін 360 градусқа таратуда жақсы тиімділік көрсеткен Ньютонның цилиндрлік маятник жүйесін қоса алғанда, инновациялық амортизатор конструкцияларын әзірлеуге арналған. Сондай-ақ, жүйенің амортизациялық қасиеттерін жақсарту және бұрғылау жабдықтарының қызмет ету мерзімін ұзарту үшін резеңке материалдарды пайдалану перспективалары және параметрлерді шегеру мысалымен осы құрылымның қозғалысының аналитикалық физикалық сипаттамасы көрсетілген. Алынған нәтижелер мұнай-газ өнеркәсібіндегі бұрғылау қондырғыларының тиімділігі мен сенімділігін арттыру үшін пайдалы болуы мүмкін.

**Түйінді сөздер:** Ньютон маятнигі, дірілге қарсы амортизатор, бұрғылау, діріл, дірілді сіңіру.

## Информация об авторах

**Асауов Асхат Асқарұлы** – инженер управления интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов, [A.Asauov@kmge.kz](mailto:A.Asauov@kmge.kz)

**Гуковский Дмитрий Александрович** – начальник управления разработки месторождений ЭМГ, [D.Gukovskiy@kmge.kz](mailto:D.Gukovskiy@kmge.kz)

**Башев Адилбек Айткалиевич** – директор департамента по разработке, [A.Bashev@kmge.kz](mailto:A.Bashev@kmge.kz)

**Джаксылыков Талгат Сайнович** – первый заместитель директора филиала по геологии и разработке, [T.Jaxylykov@kmge.kz](mailto:T.Jaxylykov@kmge.kz)

**Марданов Алтынбек Сүлейменұлы** – директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», [A.Mardanov@kmge.kz](mailto:A.Mardanov@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», Атырауский Филиал, г. Атырау, Казахстан

# ПРИМЕНЕНИЕ ОБЛЕГЧЕННОГО ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА С АЛЮМОСИЛИКАТНОЙ ДОБАВКОЙ

Б.Т. Умралиев, А.К. Сейтов, С.А. Губашев

*Крепление является одним из ответственных этапов строительства скважин, от качества которого зависит их безопасная эксплуатация на протяжении всего жизненного цикла, предотвращая при этом грифонообразование и выход пластовых флюидов на дневную поверхность, а также появление межколонных давлений и межпластовых перетоков при эксплуатации скважин.*

*В данной статье описывается опыт применения состава облегченного тампонажного материала, который отвечает геолого-техническим условиям крепления скважин на Эмбе, с проведением лабораторных исследований по определению пригодности сырьевых материалов.*

*Цель данной работы – анализ местных сырьевых материалов в качестве облегчающих добавок к цементам, анализ данных по цементированию скважин, а также поиск путей снижения затрат на крепление скважин.*

**Ключевые слова:** тампонажные материалы, облегченные тампонажные смеси, алюмосиликатная добавка, отходы ТЭЦ.

Одним из путей решения поставленной задачи является использование добавок, обладающих многофункциональными свойствами. Компоненты добавок должны удовлетворять следующим требованиям:

- быть совместимыми с компонентами цементного раствора и реагентами, применяемыми для его обработки;
- не изменять реологических характеристик тампонажного раствора;
- способствовать образованию прочного, малопроницаемого цементного камня;
- обеспечивать эффект расширения камня при твердении;
- иметь фазовый состав продуктов твердения, стойкий к агрессивным средам.

## Теоретическое обоснование состава облегченного тампонажного раствора

Для получения облегченного цементного раствора плотностью  $1400 \text{ кг/м}^3$  в качестве базового вяжущего материала использован сульфатостойкий тампонажный портландцемент класса I-G ОАО «Новотроицкий цементный завод» т.к. данный портландцемент соответствует геолого-техническим условиям месторождения Б. Жоламанов.

В качестве добавки для снижения плотности цементного раствора использованы алюмосиликатные добавки (легкие высококачественные фракции продуктов сжигания угля на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), имеющие насыпную плотность  $300\text{--}400 \text{ кг/м}^3$ ).

Для улучшения технологических характеристик облегченного цементного раствора предлагается применять химические добавки, регулирующие реологические и фильтрационные свойства цементного раствора. Химический состав алюмосиликатной добавки Экибастузской (далее – АСЭ) представлен в основном оксидами кремния (до 70%) и алюминия (до 28%).

Табл. 1. Химический состав алюмосиликатной добавки в %

SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	SO <sub>3</sub>
58-68	32-38	1,4-2	1,9	1,0	1,5

Добавка АСЭ – продукт сжигания углей, торфа в ТЭС. Температура обжига 1000-1200°С. Размер микросфер колеблется в пределах от 20 до 25 мкм.

Применение АСЭ позволяет:

- снизить плотность цементного раствора (в широком диапазоне);
- обеспечить пластифицирующим эффектом при низких водоцементных отношениях (далее – В/Ц);
- получить структуру цементного камня с образованием более качественных продуктов твердения, таких как низкоосновные гидросиликаты кальция типа тоберморита, ксонотлита и др. (рис. 3);
- возможность использования ее при высоких давлениях, температурах и глубинах (до 5000 м).

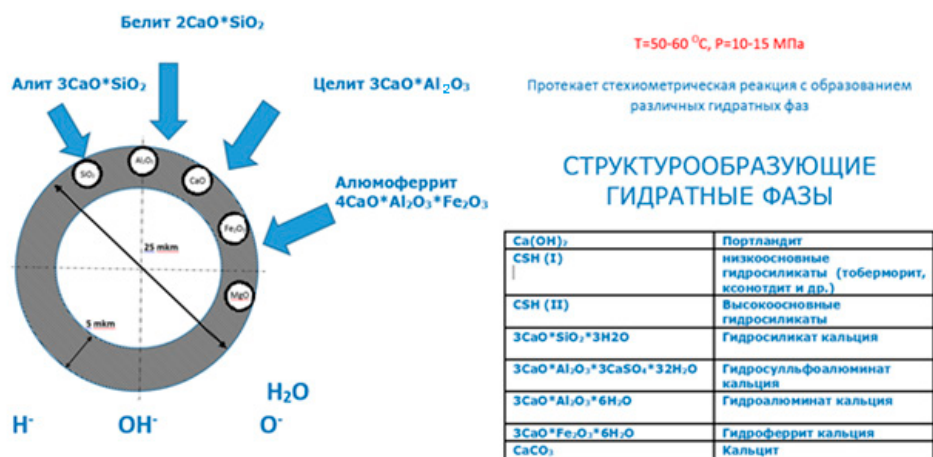


Рис. 1. Схема взаимодействия частиц цемента с облегчающей добавкой АСЭ

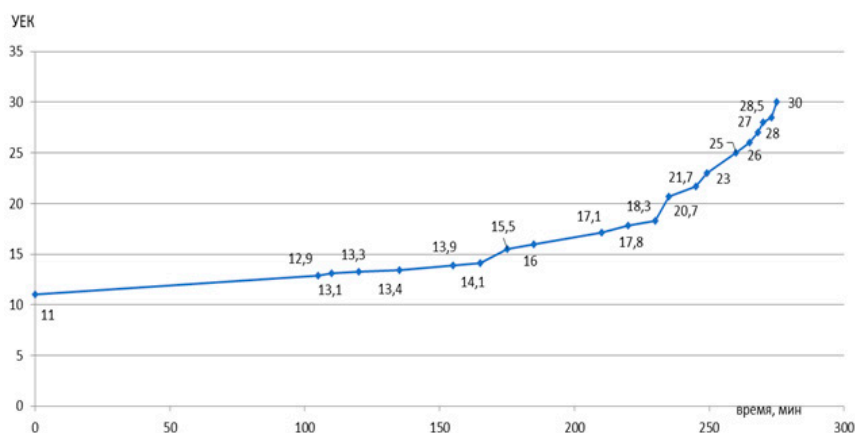
Образовавшиеся гидратные фазы в составе тампонажных смесей являются устойчивыми даже в условиях наличия агрессивных компонентов в пластовом флюиде, таких как сероводород и углекислый газ.

### Лабораторные исследования

Предварительно проведенные в ТОО «Бургылау» лабораторные исследования технологических параметров цементного раствора с облегчающей добавкой показали определенные результаты. Введение облегчающей алюмосиликатной добавки (АСЭ) от 10% до 30% в состав портландцемента позволяет снизить плотность получаемого раствора с 1560 кг/м<sup>3</sup> до 1370 кг/м<sup>3</sup> при В/Ц = 0,46 (табл. 2). При этом прочность цементных камней на сжатие (при твердении при температуре 50°С) через 1 сут. (в зависимости от количества добавки 10-30%) снизилась с 13,8 МПа до 7,7 МПа, что соответствует требованиям ГОСТ 1581-96 [1] на облегченные тампонажные материалы (тип III-Об – не ниже 0,7 МПа).

Добавка невзрывчатой расширяющей смеси (далее – НРС) в количестве до 2% не влияет на плотность раствора и прочностные характеристики цементного камня, при этом сроки загустевания раствора несколько сокращаются, а сцепление цементного камня с ограничивающими поверхностями должно улучшаться.

Изменение величины консистенции цементного раствора с добавкой 30% АСЭ, выдержанного при температуре 50°С представлено на рис. 2.



**Рис. 2. Изменение консистенции цементного раствора с добавкой 30% АСЭ при температуре 50°С**

**Табл. 2. Технологические параметры тампонажного портландцемента с облегчающей алюмосиликатной добавкой АСЭ**

Наименование цемента	Вода затворения	Температура, С	В/Ц	Водоотделение, мл	Растекаемость, см	Плотность, кг/м3	Начало схватывания, час. мин	Конец схватывания, час.-мин.	Прочность на сжатие, МПа, через 1 сут	Химическая добавка
ПЦТ I-G-CC-1	Пресная	50°	0,46	2	23	1,89	2ч-35м	3ч-30м	19,8	-
ПЦТ I-G-CC-1	Пресная	50°	0,46	2	23	1,89	2ч-15м	3ч-10м	19,0	2% НРС
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	Пресная	50°	0,46	2	21	1,56	2ч-35м	3ч-45м	13,8	10% АС
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	Пресная	50°	0,46	1	19	1,50	3ч-10м	4ч-20м	10,34	20% АС
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	Пресная	50°	0,46	0,5	19	1,37	3ч-45м	5ч-15м	7,7	30% АС
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	Пресная	50°	0,46	0	21	1,56	2ч-15м	3ч-40м	13,8	2% НРС; 10% АС
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	Пресная	50°	0,46	0	19,5	1,49	2ч-20м	3ч-45м	10,34	2% НРС; 20% АС

ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	Пресн	50°	0,46	0	19	1,37	2ч-30м	4ч-40м	7,67	2% НРС; 30% АС
Оптимизированный состав тампонажного цемента с облегчающей добавкой										
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	Пресн	50°	0,46	0	17	1,37	0ч-50м	1ч-45м	—	3% CaCl <sub>2</sub> ; 28% АС
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	Пресн	50°	0,46	0	18	1,41	2ч-25м	3ч-35м	10,7	2% НРС; 25% АС
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	Пресн	50°	0,46	0	17	1,37	1ч-25м	2ч-45м	12,9	1% CaCl <sub>2</sub> ; 25% АС

Согласно требованиям ГОСТ 158196, прочность цементного камня на изгиб для III-Об должна быть не менее 0,7 МПа.

Соотношение прочностей цементных камней на сжатие и изгиб равно 1:5.

В результате обработки лабораторных данных получены следующие уравнения (табл. 3).

**Табл. 3. Результаты обработки лабораторных данных**

№	Параметр	Уравнение регрессии в кодированном виде
1	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	$\rho = 1465 - 95,0 \cdot X_1$
2	Растекаемость, см	$D = 20 - X_1$
3	Сроки начала схватывания (50 °С), мин	$T_{н.схв} = 166,25 + 21,25 \cdot X_1 + 23,75 \cdot X_2$
4	Прочность на сжатие (50 °С), МПа	$\sigma_{сж} = 9,2175 - 1,5325 \cdot X_1 - 1,525 \cdot X_2$

$X_1$  – количество добавки АСЭ;  $X_2$  – количество добавки НРС

По результатам лабораторных тестов тампонажных смесей при различных соотношениях компонентов, сделан вывод об их применимости на скважинах со «слабыми» градиентами давлений. При этом установлено, что для обеспечения плотности раствора 1400 кг/м<sup>3</sup> достаточно ввести в состав цемента ПЦТ I-G -100 добавку АСЭ в количестве 20-25%, что обеспечивает достаточную прочность цементного камня в широком диапазоне температур.

#### **Подготовительные работы к цементированию**

По предварительному согласованию с Департаментом бурения и КРС АО «Эмбаунайгаз» было принято решение о применении облегченных добавок для цементирования скв. 205 на месторождении Б. Жоламанов (НГДУ «Кайнар-МунайГаз»), где условия применения тампонажных цементов нормальной плотности привели бы к поглощению раствора и гидроразрыву горных пород.

Конструкция скважины представлена в табл. 4, разрез литологически сложен терригенными породами.

Основываясь на ранее проведенных испытаниях для условий крепления скважины №205 Б. Жоламанов подобран состав облегченного тампонажного раствора, проведены лабораторные испытания разработанного состава облегченного тампонажного материала в лабораториях компании Халлибуртон и филиала «Каспиймунайгаз». Лабораторные анализы цементных растворов про-



изготавливались согласно двум стандартам, которые являются руководящими документами в РК – ГОСТ 26798.1-96 и СТ РК ИСО 10426-2-2012.

Для улучшения реологических характеристик применен химический реагент – конденсированная сульфит-спиртовая барда (далее – КССБ), для расширения – НРС и для улучшения сцепления с колонной и стенкой скважины – Креп-1.

**Табл. 4. Конструкция скважины №205**

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Высота подъема цемента
Направление	20	До устья
Кондуктор	200	До устья
Эксплуатационная колонна	1000	До устья

Подготовка к цементированию эксплуатационной колонны производилась согласно плану работ. Согласно стандарту ГОСТ 26798.1-96 проведены следующие лабораторные исследования соответствия параметров цементных растворов условиям цементирования скважины: плотности, растекаемости, времени загустевания, прочности на сжатие и на изгиб. Проведенные лабораторные анализы соответствовали требованиям ГОСТ 26798.1-96 и ГОСТ 1581-96 (табл. 5).

В качестве буферной жидкости использован раствор с Richmolle Buffer объемом 5-7 м<sup>3</sup>.

**Табл. 5. Результаты лабораторных испытаний тампонажных составов для 1 и 2 порции цементного раствора**

Наименование	Состав порции	
	Порция 1 ПЦ I-G +АСЭ(25%)+ НРС(2%)+КССБ(0,25%)+Креп (0,7%)	Порция 2 ПЦТ I-G (100%)
Плотность	1400 кг/м <sup>3</sup>	1850 кг/м <sup>3</sup>
Растекаемость	19 мм	22,25 мм
Время загустевания - начало - конец	6 час. 05 мин 7 час. 00 мин	4 час. 45 мин 5 час. 30 мин
Прочность: на сжатие/изгиб	10,54 МПа /2,88 МПа	3,84 МПа/14,27МПа

Состав цементного раствора и количество материалов, использованное для цементирования скважины, приведены в табл. 6.

**Табл. 6. Состав облегченного цементного раствора**

Материал	Количество	Ед. измерения
Цемент класса G 100%	19,000	тонн
Алюмосиликатная добавка АСЭ 25%	3,850	тонн
Расширяющая добавка НРС 2%	300	кг
КССБ 0,25%	20	кг
Креп-1 0,7%	50	кг
Richmolle Buffer	25	кг

Моделирование процесса цементирования и расчет значения гидродинамического и устьевого давления проведены на ПО «WellPlan» и «Paradigm», при этом в расчетах были использованы фактические реологические данные бурового и тампонажных растворов и буферной жидкости.

Приготовление облегченной тампонажной смеси осуществлялось путем поочередной затарки компонентов в силосу в необходимых соотношениях по «Сэндвич методу» на буровой. Приготовленная тампонажная смесь в смесительных установках 4 раза перебункеровалась. Предварительно подготовлено необходимое количество технической воды для затворения цемента с затворением порошкообразного КССБ.

### Процесс цементирования

Процесс цементирования эксплуатационной колонны диаметром 168,3 мм проводился согласно Плану работ. При замешивании и закачке облегченного и цементного раствора нормальной плотности осложнений не наблюдалось, однако во время продавки после 5 м<sup>3</sup> устьевое давление на агрегате выросло до 10 атм от планового устьевого давления 5 атм при скорости прокачки 900 л/мин (рис. 3). Продавливание цементного раствора продолжилось со скоростью 900 л/мин до 11 м<sup>3</sup> при устьевом давлении 17-19 атм. Далее для предотвращения гидроразрыва горных пород путем снижения скорости прокачки до 600 л/мин снизили устьевое давление до 11 атм. Оставшийся объем продавочной жидкости прокачали с разницей давления 7 – 10 атм от планового устьевого давления и тем самым обеспечили выход цементного раствора до устья плотностью 1,40 г/см<sup>3</sup>. Потери циркуляции во время работы не наблюдалось.

Отклонение устьевого давления от планового объясняется тем, что во время продавливания 5 м<sup>3</sup> цементный раствор вышел из-под башмака, и началась дегидратация в открытом стволе из-за высокого показателя фильтрации (897 мл/30 мин). Объем открытого ствола по данным кавернограммы на 400 м составил 6,78 м<sup>3</sup>. Из-за малого интервала открытого ствола и небольшой глубины у цементного раствора не произошла полная дегидратация.

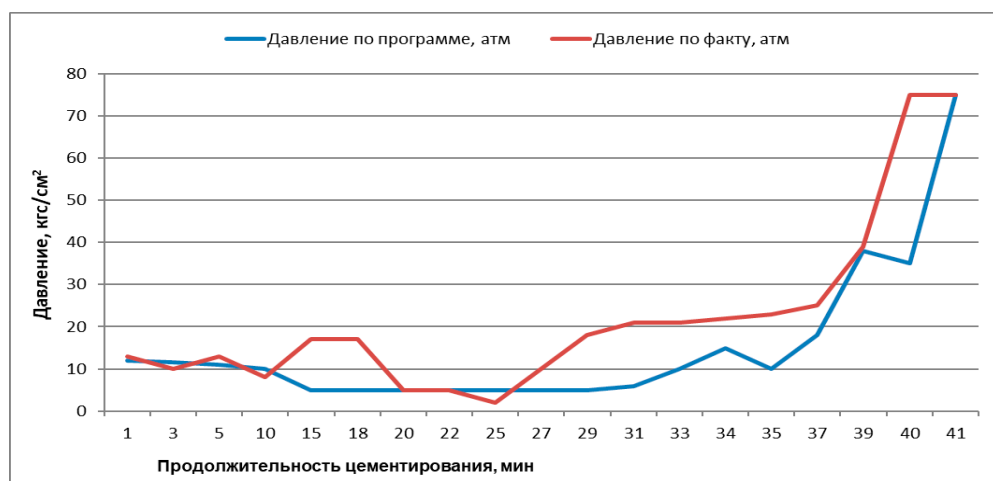


Рис. 3. Изменение давления в процессе закачки цементного раствора

### Качество цементирования

Качество цементирования определялось акустической цементометрией (АКЦ) (рис. 4). Доля сплошного сцепления по облегченному цементному камню с учетом граничных значений в интервале открытого ствола 600-980,9 м составила 90,1%, в интервале облегченного цементного камня в открытом стволе 600-775 м составила 95,6%.

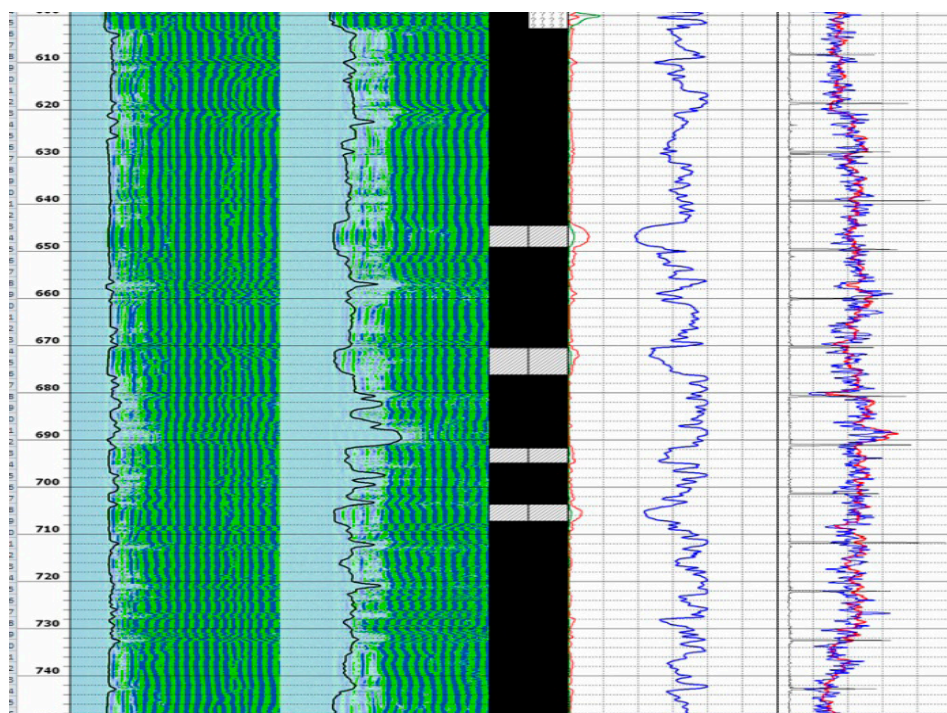


Рис. 4. Качество цементирования скважины №205

Анализ данных по цементированию на ранее пробуренных скважинах в период 2014-2016 гг. на данном месторождении показал, что доля сплошного сцепления в открытом стволе составила не более 50%, что значительно ниже полученного результата с использованием облегченного цемента с добавкой АСЭ.

### Выводы по результатам работы

Таким образом, основываясь на результаты цементирования скважины №205 эффект от применения тампонажного материала с облегчающей добавкой АСЭ заключается в следующем:

1. Снижаются затраты (цементный раствор, работа техники), связанные с поглощением большого количества цементных растворов в «слабые» пласты.
2. Применение одноступенчатого способа сокращает продолжительность цементирования скважин и расходы, связанные с ним, по сравнению с традиционно применяемым на месторождении двухступенчатым способом цементирования.
3. Сокращаются затраты на приобретение дополнительных элементов обсадных колонн, применяемых при двухступенчатом способе цементирования.

4. Исключается риск возникновения инцидентов от применения бракованных муфт ступенчатого цементирования (МСЦ) заводского исполнения, тем самым обеспечивается целостность эксплуатационных колонн.

5. Снижается депрессивное воздействие на продуктивный пласт, исключаящее его загрязнение. При этом сокращаются сроки освоения скважин.

6. Обеспечивается высота подъема цементного раствора до устья и улучшается показатель сцепления цемента с колонной, что позволит предотвратить заколонные перетоки, снизить риск возникновения коррозии эксплуатационных колонн, а также сократить количество ремонтов, связанных с восстановлением их герметичности и изоляцией водопритоков.

7. В конечном итоге, все вышеперечисленные моменты могут снизить зависящие и не зависящие от времени затраты на строительство скважин.

### **Список использованной литературы**

1. 1. Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Умралиев Б.Т. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин. – СПб., Недра, 2007, 464 с.

## **АЛЮМОСИЛИКАТ ҚОСПАСЫМЕН ЖЕҢІЛДЕТІЛГЕН ЦЕМЕНТ ЕРІТІНДІСІН ПАЙДАЛАҢУ**

**Б.Т. Умралиев, А.К. Сейтов, С.А. Губашев**

*Ұңғымаларды бекіту – ұңғымалар құрылысында жауапты кезеңдерінің бірі болып табылады. Бекітудің сапалылығы грифонның және қабаттағы флюидтердің жер бетіне шығуын, сондай-ақ ұңғымаларды пайдалану кезінде бағана-аралық қысымдар мен қабатаралық ағындардың пайда болуын болдырмай, ұңғыманы пайдаланудың жалпы циклын қауіпсіз пайдалануды қамтамасыз етеді.*

*Бұл мақалада шикізат материалдарының жарамдылығын анықтау жөніндегі зертханалық зерттеулердің нәтижелерімен қоса, Ембідегі ұңғымаларды бекітудің геологиялық-техникалық шарттарына жауап беретін жеңілдетілген тампонаждық материалдың құрамын қолдану тәжірибесі сипатталады.*

*Бұл жұмыстың мақсаты – цементтерге жеңілдеткіш қоспалар ретінде жергілікті шикізат материалдарын, ұңғымаларды цементтеу жөніндегі деректерді талдау, сондай-ақ ұңғымаларды бекітуге жұмсалатын шығындарды азайту жолдарын қарастыру болып табылады.*

***Түйінді сөздер:** тампонаждық материалдар, жеңілдетілген тампонаждық қоспалар, алюмосиликат қоспасы, ЖЭО қалдықтары.*

### **Информация об авторах**

**Умралиев Бауржан Тажикенович** – д.т.н., эксперт управления технической оценки проектов Upstream, [b.umraliyev@kmge.kz](mailto:b.umraliyev@kmge.kz)

**Сейтов Айдынгали Кабдығалиевич** – к.т.н. (PhD), эксперт управления технической оценки проектов Upstream, [A.Seitov@kmge.kz](mailto:A.Seitov@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

## **КӨЛБЕУ БАҒЫТТАЛҒАН ҰҢҒЫМАЛАРДЫ ЖУУ КЕЗІНДЕГІ ШИЕЛЕНІСТЕРДІ ТАЛДАУ**

**Б.Ф. Сабыров, С.Ә. Губашев, Р.Н. Блгалиев, М.Д. Бисенгалиев**

*Бағытталған ұңғымаларды бұрғылау процесі ұңғыма түбіне және қабырғаларына бұзылған тау жыныстарының бөлшектерін тұнуымен қатар жүруі мүмкін. Бұл көбінесе бұрғыланған тау жыныстарының бөлшектерінен ұңғыма мен ұңғыманы тиімсіз тазалаудан болады.*

*Өндірістік бұрғылау кезінде бағытталған ұңғыма оқпандарын шаю көрсеткіштерін реттеуді талдау. Осы кезеңдегі мәселенің шешімін табу үшін бағытталған ұңғымалардың ұңғымаларын тазалау процесінде шиеленістер туғызатын факторларды анықтауға және талдауға бағытталған теориялық зерттеу жүргізілді.*

*Мұнай кен орындарын көлбеу ұңғымаларды (КҰ) пайдалана отырып игеру технологиясын қолдану кезінде келесі факторлардың есебінен 60÷80% тұрақты мұнай беру коэффициентіне қол жеткізуге болады:*

*– КҰ кез келген кезеңде әртүрлі типтегі және пайда болу жағдайларындағы су қоймаларын игеру үшін пайдаланылуы мүмкін;*

*– КҰ жүргізу кезінде қабаттағы табиғи тік жарықшақтардың қиылысуын қамтамасыз етуге болады, бұл қабат өткізгіштігін және қабат сұйықтарын алуды максималды арттыруға мүмкіндік береді;*

*– мұнай қабатын төгу үшін тік ұңғымаларға қарағанда көлденең ұңғымаларды 4-5 есе аз бұрғылау қажет.*

*Көлденең ұңғымалар мұнай қабатын пайдаланудың жаңа сапалы мүмкіндіктерін жасайды; мұнай өндіру бірнеше есе артады.*

*Ұңғыма оқпанының ықтимал проблемалары кезінде аралық бұрғылау үшін бұрғылау ерітіндісін тежейтін биополимер қолданылады.*

*Технологиялық қажеттілік туындаған кезде биополимерді тежейтін бұрғылау ерітінділерін дайындау және өңдеу кезінде химиялық реагенттердің мақсаты мыналар болып табылады: кальцийдің қаттылығын төмендету; рН деңгейін жоғарылату және төмендету; карбонат пен цемент агрессиясының төмендеуі; саздар мен тақтатастарды тежеу; ерітіндіні салмақтау және қоюландыру; бұрғыланған жыныстарды қаптау; су шығынын азайту; реологиялық қасиеттерді өзгерту және арттыру. Сондай-ақ арнайы реагенттер бар: көбік кетіргіш, бактерицид, жоғары температуралық қоспалар, ұстамаға қарсы реагент және сіңірілумен күресетін материалдар.*

*Зерттеу көлбеу ұңғыма оқпанынан бұрғылау шламдарын алу тиімділігіне әсер ететін бірқатар негізгі факторларды анықтады.*

*Зерттеу сонымен қатар бұрғылау процесінің оңтайлы технологиялық параметрлері бар тазартқыштың дұрыс таңдалған қасиеттері бұрғылау жұмыстарының жоғары өнімділігіне және сапасына қол жеткізуге мүмкіндік*



*беретінін көрсетті, бұл осы бағытта одан әрі теориялық және тәжірибелік жұмыстарды жүргізу қажеттілігін білдіреді.*

**Түйінді сөздер:** *Ұңғыманың профилі, көлденең ұңғымалар, зенит бұрышы, шламдардың қасиеті, шламдардың жиналуы, лубрикант, дифференциалды ұстап қалу.*

### **Кіріспе**

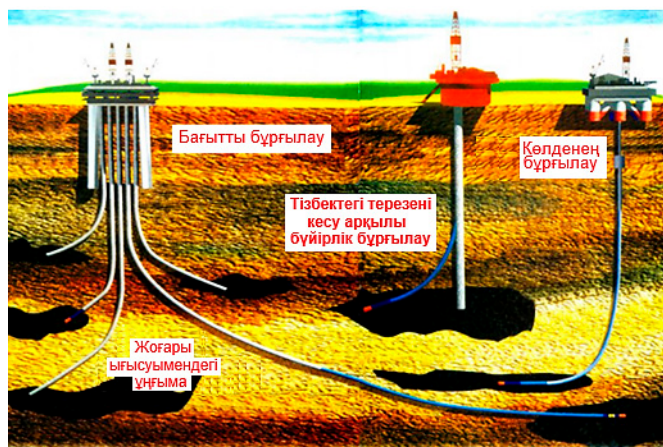
Қазақстан Республикасы экономикасының өсуі көбінесе мұнай-газ саласының дамуына байланысты, жалпы еліміздің жер асты байлықтары көмірсутек қоры 4 млрд т-дан астам мұнай (30 млрд баррель), 3,8 трлн м<sup>3</sup> газ анықталған. Қазіргі уақытта мұнай мен газ өндірудің төмендеу қарқынының деңгейін сақтау немесе бәсеңдету бірқатар белгілі қолайсыз экономикалық және геологиялық-техникалық факторларға байланысты күрделі міндетке айналуға: геологиялық барлау жұмыстарының көлемінің қысқаруы; ескі кен орындарының сарқылуы және барланған қорлардың ағымдағы балансындағы қиын алынатын мұнай қорларының үлесінің (50%-ға дейін) ұлғаюы; жұмыс істеп тұрған учаскелерде жаңа ұңғымаларды бұрғылау көлемін азайту. Мұндай жағдайларда кен орындарын игерудегі күрделі шығындарды айтарлықтай төмендетуге ықпал ететін ғылыми-техникалық прогрестің бағыттары ерекше маңызға ие. Ең алдымен, бұл мұнай және газ кен орындарын игеру, сондай-ақ көлденең және көп ұңғымаларды пайдалану арқылы пайдаланудың кеш кезеңінде олардың өнімділігін қалпына келтіру әдістері. Сонымен қатар ұңғымалардың көлденең және көпжақты жүйелерінің тиімділігі жобалық шешімдерді жобалау және енгізу кезеңдерінде бастапқы ақпаратты дәйекті және барабар қолдануға байланысты. Мұнай өндіруді қарқынды жағдайында өнімді қабат бетінің ауданын ұлғайту және ұңғымалардың дренаждық аймағын кеңейту маңызды резерв болып табылады. Мұнай өндіруді интенсификациялаудың мұндай әдісінің бір жолы сүзу бетін және дренаждық аймақты айтарлықтай ұлғайту үшін қабатта қосымша арналар құру болып табылады. Бұған ұңғымаларды тармақтау және қабат бойымен жүздеген метрге алшақтайтын қосымша, күрт қисық таяз және көлденең оқпандарды жасау арқылы қол жеткізіледі. Қабат өнімділігін осылай ашу қабаттағы ұңғыма оқпанының пайдалы ұзындығын ондаған есеге ұлғайтуға, ұңғыма өнімділігін және қабаттардың мұнай беруін бірнеше есе арттыруға мүмкіндік береді. Айта кету керек, көлденең ұңғыманы бұрғылау ұңғымаларды тереңдету қарқынының баяулауымен және бұрғылау жұмыстарының құнының өсуімен сипатталады. Өнімді қабаттағы аралықтың ұзаруына байланысты ұңғыма ұзындығының ұлғаюына, ұңғымаларды бұрғылау технологиясына қойылған шектеулердің өсуіне, сонымен қатар бұрғылау және геофизикалық жұмыстардың күрделенуіне байланысты көлденең ұңғымаларды бұрғылау құны мен ұзақтығы тік ұңғымаларға қарағанда әлдеқайда жоғары. Дегенмен, ұңғыма өнімділігінің анағұрлым айтарлықтай өсуіне және жалпы мұнай берудің артуына байланысты ұңғыма құрылысының түпкі мақсаты тұрғысынан көлденең ұңғыманы бұрғылау экономикалық тиімді. Ғылым мен техниканың қарқынды дамуының арқасында әлемде горизонтальды ұңғымаларды бұрғылау (бұдан әрі – КҰ) айтарлықтай жоғары қарқынмен дамып келеді.

### **Бағытты және көлденең бұрғылау әдістері мен технологиясын зерттеудің қысқаша талдауы**

Соңғы жылдары Қазақстанда үлкен тік ауытқулары бар ұңғымаларды және КҰ бұрғылау көлемі айтарлықтай өсті. Тік ұңғылардан үлкен ауытқулары бар



бағытты ұңғымаларды бұрғылау (1-сурет) тік ұңғымаларды пайдалану арқылы жетуге болмайтын объектілерді барлау және пайдалану үшін жүргізіледі [1].



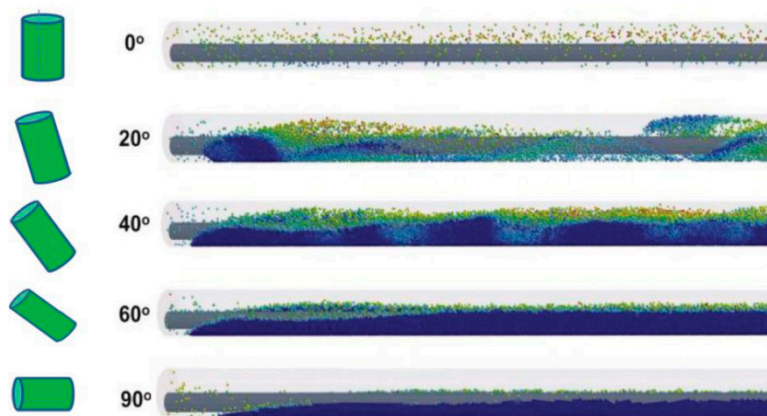
**Сурет 1. Тік бұрыштан үлкен ауытқудағы көлбеу бағытталған ұңғымаларды бұрғылау**

Көлденең ұңғымаларды бұрғылау жіңішке және өнімділігі төмен қабаттарды, кен орнының өткізгіштігі төмен бөліктерін, қабаттың тік жарылған аймақтарын, стратиграфиялық бұзылулардың жекелеген түрлері бар өнімді қабаттарды игеру кезінде ұңғыма дебиттерін арттыруға бағытталған мақсаттарды көздейді [2]. Ұңғымалардың бұл түрлерінің ортақтығы үлкен зениттік бұрыштары бар ұзартылған учаскелердің болуы және олармен байланысты техникалық құралдарға, бұрғылау траекториясын бақылау құралдарына және ұңғымаларды бұрғылау технологиясына қойылатын арнайы талаптарға арнайы негізделген. Тік бұрыштан үлкен ауытқуларды өнімді горизонттағы көлденең қималармен біріктіру ұңғымалардың екі түрінің де артықшылығын пайдалануға мүмкіндік береді: дәстүрлі әдістермен бұрғылау кезінде қабаттың қол жетпейтін жерлеріне жету мүмкіндігі және ұңғыма өнімділігін арттыру. Көлбеу ұңғымаларды бұрғылау кезінде жоспарланған ұңғыма оқпанының үлкен бөлігі түзу көлбеу учаске болып табылады, онда ауытқу және тұрақтандыру құрылғыларысыз бұрын қол жеткізілген еңіс бұрышының төмендеуі немесе жоғарылауы мүмкін [1, 2]. Ұңғыманың қисаюының өзгеру қарқындылығы техникалық және технологиялық факторларға – қашау диаметріне, бұрғылау құбырлары мен бұрғылау колонкаларының диаметріне және қаттылығына, сондай-ақ олардың арақатынасына, осьтік жүктемеге, механикалық бұрғылау жылдамдығына, бастапқы қисықтық бұрышының мәніне, сондай-ақ геологиялық факторларға – тау жыныстарының пішіні мен механикалық қасиеттеріне тәуелді екені белгілі. Ұңғыманың қисаюымен күресу үшін, бірнеше орталықтандыру құрылғылары бар немесе жоқ Ауырлатылған бұрғылау құбырлары (бұдан әрі – АБҚ), Спиральді ауырлатылған бұрғылау құбырлары (бұдан әрі – САБҚ) және АБҚ енгізілген бұрғылау инструменттерінің төменгі компоновкалары бар [3]. Қазіргі уақытта қашаудағы осьтік жүктемелер айтарлықтай өскен кезде, тек АБҚ пайдалану арқылы иілудің алдын алу қиын болды. Ол үшін бұрғылау режимінің параметрлерін өзгерту және ең алдымен қашаудағы осьтік жүктемені шектеу қажет, бұл ұңғыманы бұрғылау тиімділігінің айтарлықтай төмендеуіне әкеледі. Осылайша, бұрғылаудың техникалық-эконо-

микалық көрсеткіштерін төмендету арқылы бұрғылау бағанының майысуын болдырмауға болады, бірақ бұл орынды емес. Сонымен қатар, ұңғыманың қисаюына жол бермеу үшін бүкіл бұрғылау тізбегінің түзу пішінді сақтауы мүлдем қажет емес. Құрастырудың ауытқуы немесе бұрмалануы жағдайында ұңғымалардың табиғи қисаюы үшін қолайлы жағдайлар жасалады, ал қисықтық қарқындылығы үлкен болса, қашаумен қатаң байланысқан түйіннің төменгі ұшының бұрмалану бұрышы үлкен болады. Ұңғыма оқпанындағы жинақтың иілу және бұрмалану мөлшері негізінен оның ұзындығына, қаттылығына және радиалды саңылаулардың мөлшеріне байланысты. Көлбеу ұңғыманы айналмалы әдіспен бұрғылау кезінде жинақтың айналуынан орталықтан тепкіш инерция күші пайда болады, бұл ұңғыманың қисаюының параметрлеріне әсер ететін қосымша фактордың пайда болуына ықпал етеді.

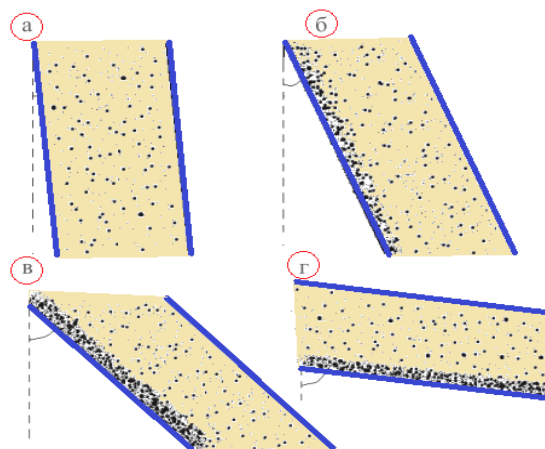
### Ұңғымаларды жуу тиімділігінің көрсеткіштерін реттеу

Бағытталған ұңғымаларды бұрғылау кезінде ұңғыма түбін тазалау және тиімсіз тазалау салдарынан тау жыныстарының бөлшектерінің ұңғыма түбіне немесе қабырғаларына шөгуі салдарынан бұзылған тау жыныстарын бетіне шығаруда қиындықтар жиі туындайды. Оның үстіне ұңғыма оқпанын бұрғыланған тау жыныстарының бөлшектерінен тазарту тиімділігі бұрғылау режимінің негізгі гидродинамикалық көрсеткіштеріне және технологиялық параметрлеріне [2] ғана емес, сонымен қатар сақиналы кеңістіктің геометриясына және ұңғыма оқпанының профиліне де байланысты. Өз кезегінде сақиналы кеңістіктің геометриясы көбінесе ұңғыма оқпанындағы бұрғылау тізбегінің эксцентрлік жағдайымен, ал ұңғыманың профилі зениттік бұрышпен анықталады. Бұрғыланған тау жыныстарының бөлшектерінен тазарту дәрежесіне әсер ететін ұңғыманың зениттік бұрыштарының әртүрлі классификациялары бар. Әдетте, сақиналы шлам бөлшектерінің әр түрлі әрекетімен сипатталатын үш нақты интервалдар ерекшеленеді. Шламды алу процесіне ұңғыманың зениттік бұрышының әсері туралы жалпы түсінік 2-суретте көрсетілген.



Сурет 2. Зенит бұрышының мәнін ескере отырып, ұңғыма шламын шығару режимі

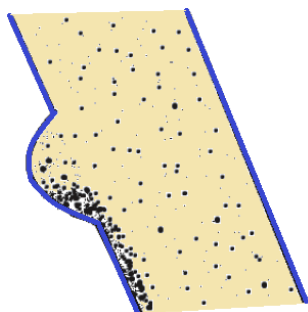
Ұңғыма оқпанының шағын зениттік бұрыштарында ( $0-10^\circ$ ) бұрғыланған шламдардың әрбір бөлшегіне әсер ететін ауырлық күші олардың ұңғы бағытына қарай шөгуіне әкеледі (3-сурет, а).



**Сурет 3. Әр түрлі зениттік бұрыштары бар аралықтағы ұңғымадағы кесінділердің әрекеті**

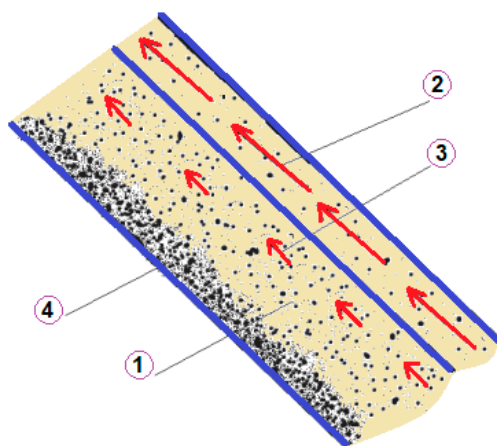
а)  $0-10^\circ$ ; б)  $10-30^\circ$ ; в)  $30-60^\circ$ ; г)  $60-90^\circ$

Дақтардың тығыздығы тұнба бөлшектерінің концентрациясын көрсетеді. Зениттік бұрыштың жоғарылауымен ( $10-30^\circ$ ) шлам бөлшектерінің тығыздығы мен тұтқырлығы артады, бұл ұңғыма қабырғасында шөгінділердің жиналуына әкелуі мүмкін. Бұл кезде бөлшектердің бетке қарай сырғу тенденциясы сақталады (3-сурет, б). Зениттік бұрыштың одан әрі ұлғаюы (шамамен  $45-60^\circ$ -қа дейін) үйкеліс күштерінің ұлғаюына және тұнба бөлшектерінің сырғанау жылдамдығының толық тоқтағанға дейін баяулауына ықпал етеді, бұл, мүмкін, бойкот әсерінің пайда болуымен – ыдыстардың қабырғаларында қоспалардың тез шөгуінің әсерімен байланысты. 1920 жылы ашылған бұл әсер  $30-60^\circ$  зениттік бұрыштары бар ұңғымаларды бұрғылау кезінде жиі әр түрлі дисперсті орталарда, ал ең қарқынды  $40-50^\circ$  бұрыштармен (3-сурет, в) көрінеді және ұңғыманың қабырғасында оның тазарту бағытының қатты фазасында немесе оның тазарту агентінің қатты фазасында лайдың жиналуынан тұрады. Басқаша айтқанда, суспензия аймағынан кесінді бөлшектері тік бағытта ұңғыманың төменгі қабырғасына қарай шөгіп, көлбеу ұңғыма оқпанында шөгінді құрайды. Алынған шлам төмен қарай сырғып, ұңғыма түбіне жиналуы мүмкін, бұл бұрғылау процесінде әртүрлі қиындықтарды тудырады, атап айтқанда, ұңғыманың бітелуіне әкеледі. Тұнбаның сырғанауымен бір мезгілде көлденең қимадағы тығыздық векторының бағытының өзгеруіне байланысты қысымның тепе-теңдігі бұзылады, бұл ерітіндінің жеңіл фазасының жоғарыға, ал ауыр фазаның төменге шығарылуына әкеледі, бұл жерде конвекция эффектісі пайда болады [1]. Суспензия аймағында тұнба бөлшектерінің шөгуі жылдамдайды. Бөлшектердің тұндыру жылдамдығын реттеудің ең айқын тәсілі жуу ерітіндісіне гелдің беріктігін және статикалық ығысу кернеуін (СЫК) арттыратын реагенттерді қосу екенін атап өткен жөн. Бұрғылау сұйықтығының дебитінің төмендеген аралықтарында (куыстар, жарықтар) шламның жиналу үрдісі жинақталған бөлшектердің ұңғыма оқпанына кері сырғуынан ( $50^\circ$ -тан аз бұрыштарда) сақиналы кеңістіктің бітелуіне әкеледі (4-сурет). Бұл жағдайда сақинадағы сұйықтық жылдамдығын арттыру локализацияланған ағын жылдамдығының төмендеуі аймақтарында тұнбаның шөгу мөлшерін азайту арқылы ұңғыманы тазалау тиімділігін арттыруы мүмкін болып табылады.



**Сурет 4. Үңгірде шламның жиналуы және оның беткейге жылжуы**

Зениттік бұрышы  $20^\circ$  ауытқыған ұңғымада бұрғылау құбырының бағанасы ұңғыманың төменгі қабырғасында «жатады» (5-сурет), бұл ұңғыма оқпанының көлденең қимасының жоғарғы (колоннаның үстінде) және төменгі бөліктерінде сұйық ағынының біркелкі жылдамдығын болдырмайды. Сақиналы кеңістіктегі сұйықтық ағынының бұл түрі ұңғыманы шламнан толық тазартуды қамтамасыз етпейді, өйткені ағынның жылдамдығы төмендеген аймақта, яғни төменгі қабырғада шлам жастығы пайда болады. Бұл жағдайда мәселені шешу үшін ауырлық центрі офсеттік құралды пайдалануға болады. Осылайша, бұрғылау құбырының бағанасы мен керн бөшкесінің айналуының эксцентриситеттілігі сұйық ағынының (турбуленттілікке ұқсас) көлденең ағындары мен бұрылыстарын тудырады, нәтижесінде кесінділер ұңғыма оқпанынан қосымша қиындықтарсыз жойылады.



**Сурет 5. Төменгі қабырға қуысына шламның жиналуы және оның беткейге жылжуы**

1 – бұрғылау құбырының бағанасы; 2 – бағана үстіндегі ағынның жылдамдығы; 3 – бағана жанындағы ағынның жылдамдығы; 4 – шлам жастықшасы

Соңғы болжам ұңғыма саңылауларын тазалаудың тағы бір маңызды факторын – сақиналы кеңістіктегі бұрғылау сұйықтығының шығын режимін анықтауға мүмкіндік береді. Ламинарлық ағын тұтқыр ерітіндіні пайдаланған кезде  $45^\circ$ -қа дейінгі зениттік бұрыштарда ең тиімді. Бұл режим ерітіндінің реологиялық қасиеттеріне байланысты ұңғыманы шламнан тиімді тазалауды жеңілдетеді. Турбулентті ағын режимінде реология бұрғыланған тау жыныстарының бөлшектерін

тасымалдауға әлдеқайда аз әсер етеді, сондықтан ұңғыма қабырғалары бұрғылау ерітіндісімен шайып кетуге төзімді болған жағдайда бұл ағын режимі ұңғыманың еңіс бұрыштары  $45^\circ$  және одан жоғары болған жағдайда тиімді болады. Субгоризонталды және көлбеу ұңғымаларды шаю үшін тазартқыштың импульсті ағынын пайдалану ұсынылады, бұл нақты геологиялық жағдайларда ұсынылғанмен салыстырғанда тазартқыштың шығынын азайтады және ұңғыма қабырғаларының тұтастығын бұзбай, бұрғыланған жынысты жер бетіне шығару өнімділігін жақсартады.

Бұрғылау ерітіндісін дайындау үшін техникалық су тапшылығы жағдайында бұрғылау жұмыстарын жүргізу ұңғыманы тазалаудың балама әдістерін немесе техникалық судың көп мөлшерін қажет етпейтін және пайдаланылған бұрғылау ерітіндісін төгу арқылы қоршаған ортаны ластамайтын тазартқыштың айналымының тұйық циклін қолдануды талап етеді. Дегенмен, мұндай ұңғымаларды тазалау әдісін пайдалану қосымша шығындарды талап етеді және кейде кейбір қиындықтарды тудыруы мүмкін. Тазартқыштың жабық айналымын пайдаланған кезде ұңғыма түбінен көтерілген бұрғылау ерітіндісі тау жыныстарының бұзылу өнімдерімен бірге қайтадан ұңғымаға айдалады. Бұл жағдайда ерітіндідегі шлам көбінесе ұңғыма оқпанына түседі, өйткені әдеттегі тұндырғыштар бұрғылау ерітіндісін жоғары сапалы тазалау үшін жеткіліксіз. Ерітіндіні тұнбадан табиғи жолмен тазарту тиімділігіне тұнба бөлшектерінің мөлшері, оның ерітіндіде дисперсті болу қабілеті, сондай-ақ тазартқыштың құрамы әсер етеді. Бұрғылау ерітіндісіндегі қатты фазаның мөлшері бұрғылаудың механикалық жылдамдығына, тау жыныстарын кесетін құрал мен бұрғылау құбырларының ресурсына теріс әсер етіп, сұйық колоннаның шамадан тыс гидростатикалық қысымын тудыратыны белгілі.

Қатты фаза әдетте фильтрация (су жоғалту), тығыздық, тұтқырлық (саз негізіндегі ерітінділер) сияқты параметрлерді реттеу үшін бұрғылау сұйықтығына қосылады. Дегенмен, механикалық жылдамдыққа қатты фазаның пайыздық мөлшері ғана емес, сонымен қатар сұйықтықтың бүкіл көлеміне бөлшектердің дисперсиясы және таралуы әсер етеді. Бөлшектердің мөлшері неғұрлым аз болса, олар тасты бөлшектеген кезде бетке соғұрлым көп кедергі жасайды. Саз фазасы механикалық жылдамдыққа ең маңызды әсер етеді. Бұл ұңғыманың өту жылдамдығы қатты фазаның көлемдік құрамына ғана емес, сонымен қатар олардың өлшемдік таралу сипатына да тәуелді деген тезисті растайды. Осылайша, мөлшері 1 мкм-ге дейінгі бөлшектері бар ерітіндіні пайдаланған кезде механикалық жылдамдық қатты бөлшектердің бірдей көлемдік мөлшері бар, бірақ өлшемі 1 мкм-ден асатын ерітіндімен бұрғылау кезіндегіден төменірек шама реті болып табылады. Осылайша, беткейдегі өлшемі 1 мкм-ден аз қатты бөлшектер тау жыныстарын бұзу процесінде пайда болған кеуектер мен микрожарықтарды бітеп тастайды, тау жыныстары мен тау жыныстарын бұзатын құралдың кескіштерінің арасына сынады, бір айналымдағы тереңдікті және осьтік күштің шамасын азайтады, сонымен қатар тазартқыштың қозғалысына кедергілер жасайды, саңылауларда жинақталады. Негізінен қатты қорытпалы аспаппен орташа қатты жыныстарды (V-VIII бұрғылау категориялары) бұрғылау кезінде түзілетін ірі бөлшектер тұндырғыштың түбіне табиғи жолмен оңай шөгеді, сондықтан бұл жағдайда қосымша асқынулар күтілмейді. Алмас бұрғылау бұрыштық жылдамдығы жоғары және салыстырмалы түрде орташа осьтік жүктемесі бар қатты жыныстарды жарып өтуді қамтиды. Мұндай жағдайларда тұнба бөлшектерінің мөлшері шамамен 3÷5 мкм-ге жетуі мүмкін, бұл ерітіндінің белгілі бір реологиялық қасиеттерін ескере отырып, ілінген бөлшектермен тұрақты суспензияның түзілуіне ықпал

етеді. Осылайша, алмазды бұрғылау кезінде бұрғылау сұйықтығының жабық айналымы үшін ерітіндіде шламның, атап айтқанда, ұңғыма түбіндегі шамадан тыс гидростатикалық қысымның болуына байланысты асқинулардың жоғары қаупінсіз тазартқышты қайталап қолдануға мүмкіндік беретін қосымша тазалау жабдығын пайдалану қажет. Тәжірибелік жұмыстардың белгілі нәтижелері бар, олар ұңғымадағы гидростатикалық қысымның жоғарылауымен механикалық бұрғылау жылдамдығының айтарлықтай төмендеуін дәлелдейді, бұл ұңғыма түбіндегі қирау процесі кезінде жан-жақты қысылу жағдайында болатын жыныстың пластикалық қасиеттері неғұрлым жоғары болса, соғұрлым жоғарырақ көрінеді.

### **Бұрғылау ерітінділерінің параметрлері мен құрамдас құрамын таңдау**

Ұңғымаларды гидравликалық жуу бағдарламасының сәтті болуы бұрғылау ерітінділерінің параметрлері мен құрамдас құрамының дұрыс таңдалуына байланысты. Бұрғылау процесінде бұрғылау ерітіндісі көптеген технологиялық функцияларды орындауы керек екені белгілі. Белгілі бір тапсырмаларды орындаудың басымдығы (рейтингі) бұрғылаудың геологиялық, технологиялық және термобарикалық жағдайларына байланысты, бірақ кез келген жағдайда келесі функциялар бірінші кезектегі маңызды болып табылады:

- бұрғылау ерітіндісінің реологиялық және тығыз байланысты құрылымдық параметрлеріне байланысты ұңғыманың беткі қабатын бұзылған жыныстардан тазарту;
- 80÷90% сазды және құрамында сазды жыныстар болып табылатын ұңғыма қабырғаларының тұрақтылығын сақтау. Бұл жыныстардың тұрақтылығы саздардың бастапқы физикалық-механикалық беріктігі мен ылғалдылық күйіне, бұрғылау ерітіндісінің гидростатикалық қысымына және оның тежеу қабілетіне байланысты;
- терригендік типтегі коллекторлық қабаттың фильтрациялық-сыйымдылық қасиеттерін сақтау, ол да бір дәрежеде сазды болып табылады.

Сонымен қатар, ұңғымалардың көпшілігінде өнімді қабат көлденең профиль бойынша бұрғыланады, сондықтан бұрғылау ерітіндісінің реологиялық, құрылымдық және фильтрациялық сипаттамалары мұнда бірінші кезектегі рөл атқарады.

Бұл мақалада біз «N» кен орнындағы ұңғымаларға арналған сұйықтықтарды бұрғылау бағдарламасының мысалын келтіргіміз келеді.

### **Жұмыс көлемінің сипаттамасы**

N кен орны Каспий ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігінде Сағыз-Ембі сағасында орналасқан. Ұңғыма өндіруге арналған, оның профилі көлденең (горизонтальды), ал жобалық тереңдігі 750 м (6-сурет).

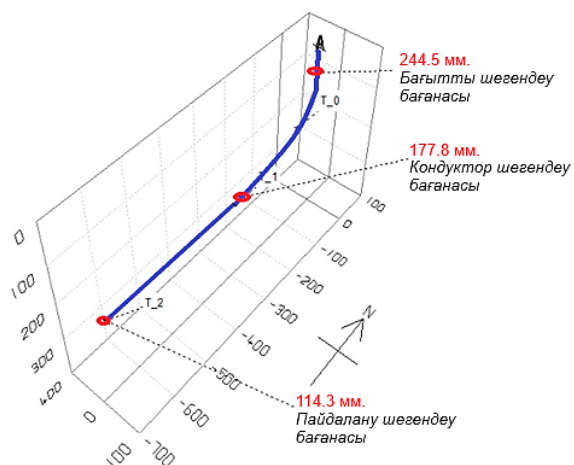
Ұңғыманың алдына ала қиындықтар тудыратын мәселелері:

1. Бұрғылау ерітіндісін сіңіру (жұтылуы).
2. Ұңғыма оқпанының тарылуы.
3. Ұңғыманың қабырғаларының құлауы.
4. Газ, мұнай және су өнуі.
5. Керілуі, отыруы, сальник пайда болуы.
6. Ұңғыма оқпанының тарылуы.

Бұрғылау сұйықтығының жүйесі

Бұрғылау сұйықтығының сипаттамалары 1-кестеде ұсынылған.





Сурет 6. Ұңғыманың профілі

Кесте 1. Бұрғылау сұйықтығының сипаттамалары

Ертінді параметрлері	Бұрғылау аралығы, м					
	бағыттаушы құбыр		пайдалану тізбегі		құйрықша	
	0÷50		50÷304,30		304,30÷750	
	Раствор түрі					
	бентониттік		КСі ингибирленген полимер		КСі ингибирленген полимер	
	жобалау	факт	жобалау	факт	жобалау	факт
Тығыздығы, г/см³	1,08÷1,10	1,08	1,10÷1,12	1,10÷1,12	1,11÷1,13	1,12÷1,13
Тұтқырлығы (шартты), (сек/ кварта	30÷40	35	40÷50	40	40÷55	44÷47
Субергіштігі, см³/30 мин	-	-	≤ 5	4,8÷5,0	≤ 4	3,9÷4,0
СЫК (фунт/100 фут²)	-	-	3÷6 / 5÷10	3÷4 / 5÷6	4÷8 / 6÷12	4÷5 / 6÷7
ДЫК (фунт/100 фут²)	-	-	13÷18	16÷18	12÷20	16÷20
Тұтқырлығы қабаттық, сП	-	-	≤ 15	11÷12	≤ 20	14÷20
Корка, мм	-	-	≤ 0,5	0,5	≤ 0,5	0,5
pH	8÷9	9	9÷10	9,5÷10	9÷10,5	10
МКӨ, %	-	-	≤ 3	21	≤ 3	21
Сі-концентрациясы, г/л	-	-	> 5 %	4÷5	> 5 %	5
Жалпы кермектігі мг/л	-	-	≤ 400	160÷200	≤ 400	120÷160
Құм құрамы, %	≤2	1	≤ 1	0,5÷0,6	≤ 1	0,5-0,6
Қатты фаза құрамы, %	-	-	< 9	5÷7	< 7	9÷10
Су құрамы, %	-	-	≥ 89	90÷92	≥ 90	85÷86
Майлау, %	-	-	≥ 2	2,5	≥ 3	5

СЫК – статистикалық ығысу кернеуі; ДЫК – динамикалық ығысу кернеуі;

МКӨ – метилен көк әдісі

Бұл аралықты бұрғылау үшін биополимерді бұрғылау ерітіндісі қолданылады. Технологиялық қажеттілік туындаған кезде негізгі құрамды дайындау үшін де, арнайы мақсаттағы композицияларды дайындау және бұрғылау ерітіндісін қосымша өңдеу үшін де биополимерді бұрғылау ерітінділерін дайындауға және өңдеуге арналған химиялық реагенттер тізімі төменде келтірілген. Химиялық реагенттердің мақсаты:

- сода күлі – кальцийдің қаттылығын төмендетеді;
- каустикалық сода/эк – рН деңгейін жоғарылатады;
- лимон қышқылы – рН деңгейін төмендетеді;
- эк – кальций иондарының көзі / карбонат агрессиясының төмендетуі;
- натрий бикарбонаты / лимон қышқылы – цемент агрессиясын төмендетуі;
- калий хлориді – тұз, саз ингибиторы;
- натрий хлориді – тұз, салмақ түсіргіш;
- асфальт сазды тақтатастың ингибиторы;
- полиакриламид (ішінара гидролизденген және/немесе құрғақ) – бұрғыланған жынысты инкапсулятор;
- тұтқырлығы төмен полианионды целлюлоза (бұдан әрі – ТТПЦ) – судың жоғалуын азайту;
- тұтқырлығы жоғары полианионды целлюлоза (бұдан әрі – ТЖПЦ) – судың жоғалуы азаяды, реологиялық қасиеттері жоғарылайды;
- ксантан шайыры – биополимер, реологиялық қасиеттерін модификаторы, қоюландырғыш;
- бентонит – белсенді қатты фаза, қоюландырғыш;
- лубрикант (майлаушы) – сүзгі коркасын төмендететін майлау қоспасы;
- детергент (жуғыш зат) – сальник пайда болу (беттік белсенді заттардың) ықтималдығын азайтады;
- таниндер және лигносульфонаттар – анионды және катионды еріткіш;
- кальций карбонаты – көп фракциялы коагулянт, салмақ ауырлатқыш;
- барит – салмақ көтергіш агент.

Арнайы реагенттер бар, мысалы: көбіксіздендіргіш, бактерицид, жоғары температуралық қоспалар, ұстамауға қарсы реагент және жұтылумен күресу материалдары.

### **Реагенттерді енгізу тәртібі:**

1. Кальцийленген сода – егер қажет болса, бұрғылау ерітіндісін дайындауға арналған технологиялық судың жалпы кермектігі  $> 400$  мг/л болса.
2. Каустикалық сода – кем дегенде  $9,0\div 9,5$  рН деңгейін қамтамасыз ету.
3. ТТПЦ – бос суды байланыстыру және бұрғылау ерітіндісінің бастапқы құрылымын қалыптастыру үшін.
4. ТЖПЦ – қажеттілігіне қарай.
5. Биополимер/қоюландырғыш.
6. Тұздар мен ауырлатқыштар.
7. Майлау реагенттері және/немесе сұйық ингибиторлар.

Химиялық реагенттерді енгізу бойынша шектеу шаралары:

1. ТТПЦ (тұтқырлығы төмен полианионды целлюлоза) – 10 минуттан кем емес 1 қап.
2. ТЖПЦ (тұтқырлығы жоғары полианионды целлюлоза) –  $15\div 20$  минуттан кем емес 1 қап.
3. Биополимер –  $25\div 30$  минуттан кем емес 1 қап.

4. Тұз – бұрғылау ерітіндісін дайындауға арналған жабдықтың техникалық мүмкіндіктеріне сәйкес.
5. Салмақ көтергіш – бұрғылау ерітіндісін дайындау жабдығының техникалық мүмкіндіктеріне сәйкес.

1 қапты қосқаннан кейін 10–15 мин араластырыңыз.

Параметрлерді күнделікті бақылаңыз!

Толық талдау (бұрғылау кезінде) күніне кемінде 3 рет жүргізілуі керек!

Әрбір 30÷60 мин сайын үлес салмағын өлшеңіз (бұрғылау жылдамдығына байланысты). Өртүрлі ТСҚ (тұтқыр серпімді қосылыстар) айдау (тазалау, майлау, профилактикалық, салмақты) бұрғылау ерітінділерінің инженер-технологының қалауы бойынша жүзеге асырылады.

Жуу буферінің ұнтағы негізіндегі қаптамаларды айдау және/немесе орнату тек жұтылуды жою бойынша келісілген шаралар негізінде жүзеге асырылады.

Бұрғылау ерітіндісін тазалау жүйесі:

1. MiSwaco MD-3 №1;
  2. MiSwaco MD-3 №2.
- 2 конусты құм сепараторы;
  - 12 конусты MiSwaco шөгінді сепараторы, өнімділігі 3780 л/мин;
  - MiSwaco 414 центрифугасы, өнімділігі 529 л/мин
  - дегазатор көлденең газсыздандырушы, өнімділігі 3780 л/мин;
  - шығыны 2000 л/мин электрлік суасты сорғы (2 дана).

Лақтыруға қарсы қондырғы(бұдан әрі – ЛҚҚ)

- ПУГ FH35×35 (5000psi) өтуі – 13,75" (349,25 мм);
- ППГ- 2FZ35×35 (5000psi) өту – 13,75" (349,25 мм);
- FKQ640-6 (ПВО) ЛҚҚ басқару пульті, гидравликалық аккумулятордың сыйымдылығы 640 л, бұрғылаушының резервтік басқару пультінде.

Шұңқырсыз (без амбара) технология бойынша шламдарды жинау және жою үшін көлемі 25 м<sup>3</sup> экологиялық контейнер қолданылады – 1 дана.

## **Ұңғыманың шиеленістері кезінде ертіндіні өңдеу тәртібі**

### ***Бұрғылау бағанасын ұстап қалуы***

Дифференциалды ұстамаларды болдырмау үшін келесі әрекеттерді орындау ұсынылады:

- су бергіштікті <5 см<sup>3</sup>/30 минуттан төмен ұстаңыз;
- бұрғылау құбырларын жалғауға кететін уақытты қысқарту;
- жалғағаннан кейін бұрғылау бағанасын айналымсыз (циркуляция) айналдыру қажет. Жалғау кезінде процедураны орындаңыз;
- бұрғылау тізбегін әрқашан жылдам жүргізіп/айналдырыңыз (ұңғыма қабырғаларын жуу қаупін азайту үшін 1 бір құбыр/сағат);
- циркуляцияны тексеру кезінде бұрғылау тізбегін төменгі жылдамдықпен (10÷30 об./мин) айналдыру.

Дифференциалды ұстаманың пайда болу шарттары:

- сүзгіш коркамен жабылған өткізгіш қабат;
- статикалық артық салмақ;
- ұңғыманың қабырғасымен жанасу;
- қозғалмайтын бұрғылау бағанасы;
- жалғау/инклинометрия;

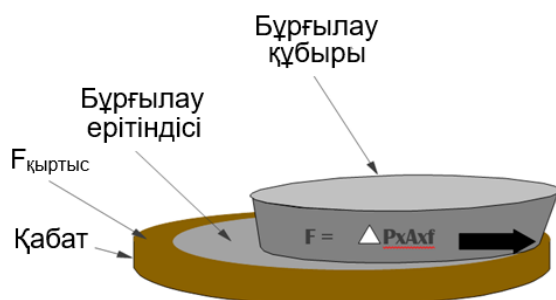
- бұрғылау кезінде қабат қысымын өлшеу;
- ағымды тексеру.

### **Дифференциалды ұстау**

Дифференциалды ұстау бұрғылау бағанасы артық гидростатикалық қысымның әсерінен сүзгі коркасына батырылғанда және онымен тығыз байланыста болған кезде пайда болады. Дифференциалды ұстау күшін келесі теңдеумен көрсетуге болады (1):

$$F = (P_m - P_f) \times A \times f \quad (1)$$

қайда – тартылыс күші, Н;  $P_m$  – ертінді қысымы, Па;  $P_f$  – қуыстық қысым;  $A$  – жанасу ауданы, м<sup>2</sup>;  $f$  – жабысу коэффициенті.



**Сурет 7. Дифференциалды ұстаманың суреті**

Ұстама келесі жағдайларда мүмкін:

1. гидростатикалық қысымның жоғарылауы;
2. бұрғылау бағанасы ұзақ уақыт бойы статикалық күйде болса;
3. ұзақ уақыт бойы айналымның болмауы.

Жою әрекеттері:

- жанасу аймағын анықтау үшін каротажды жүргізу;
- сақинаға «BLACK MAGIC SFT»<sup>1</sup> компонентін енгізу;
- кем дегенде 24 сағатқа тұрақтандыруға қалдырыңыз. ЯСС (қашауды төменгі штангамен байланыстыратын бұрғылау серіппелі құралы) іске қосыңыз;
- егжей-тегжейлі процедура әр жағдайда жеке әзірленетін болады.

### **Көлденең (бағытты) горизонтальды ұңғымаларды бұрғылау кезіндегі іс-шараларға қойылатын талаптар**

1. Қатты фазаның жинақталуына байланысты ертіндінің тығыздығының артуына жол бермеу. Салмақ ауырлату үшін ағымдағы бағдарламаға сәйкес кальций карбонатын пайдаланыңыз.
2. Ұңғыманың қабырғаларында кері қысымның төмендеуін болдырмау үшін технологиялық шараларды жүргізу – ТКӨ (түсіру және көтеру әрекеті) жылдамдығын шектеу, толтыруды бақылау.

<sup>1</sup> BLACK MAGIC SFT – Baker Hughes компанияның бұрғылау кезінде дифференциалды жабысуды жоюға арналған сұйықтық <https://www.shopbakerhughes.com/product/N3170600551P/black-magic-sft>

3. Дифференциалды ұстамаларды болдырмаудың алдын алу шараларын жүргізіңіз:
  - кальций карбонатының жеткілікті мөлшерін сақтау;
  - су бергіштіктің мүмкін болатын ең аз шығынын сақтау;
  - технологиялық шаралар – аспаптың қозғалмай тұру уақытын шектеу, ұңғыманы бұрғыланған тау жыныстарынан жапалы жуу.
4. Егер түсіріп көтеру операциялары (**бұдан әрі** – ТКО) кезінде қандай да бір кептелулер/кідірістер болса, бұрғылау кезінде қашаудағы осьтік жүктемеге жете алмау, ротордағы қысымның жоғарылауы және айналу моменті, жетекші құбырдың бүкіл ұзындығы бойымен жүрумен жуыңыз, механикалық бұрғылау жылдамдығын шектеңіз.
5. ТКО кезінде керілу/қону ықтималдығын төмендету бойынша шаралар:
  - бұрғылау процесін тоқтатпай, әрбір 50÷150 м бұрғылау кезінде (қажет болған жағдайда немесе қосымша шаралар бойынша) сақиналы кеңістіктің кемінде 50 м-іне баламалы көлемде тазарту және/немесе колматизациялаушы ТСҚ (тұтқыр серпімді қосылыстар)айдау;
  - бұрғылау құралының әрбір жалғау алдында БТТК (бұрғылау тізбегінің төменгі компоновкасы) элементтері үшін рұқсат етілген максималды жылдамдықта айналуымен кемінде үш рет қарқынды айналуы;
  - бұрғылаудың әрбір 200 м ( $\pm 50$  м) немесе БИ беткейде болған 24÷36 сағаттан кем емес технологиялық КТО (қайсысы бірінші келеді); – Енгізудің айтарлықтай артуымен әрбір 5 м сайын жетекші құбырдың ұзындығы бойынша үзілу және қазу жұмыстары жүргізілді.

Сүзгі коркасының сапасын жақсарту және дифференциалды ұстап қалу ықтималдығын азайту үшін ерітінді микрокальцит колматантпен өңделеді. Бұрғылау процесінде колматанттың бір бөлігі тазалау жүйесінде де, сүзгі коркасын қалыптастыру үшін де бөлінетінін ескере отырып, бұрғылау ерітіндісін осы реагентпен үнемі қосымша өңдеу қажет. Бұрғылау кезінде әрбір 100÷150 м бұрғылау (қажет болған жағдайда жиі) жоғары тұтқыр пачкаларды (60 -тан төмен зениттік бұрышта) және тандемді пачкаларды (60 -тан жоғары зениттік бұрышта): төмен тұтқырлық, содан кейін жоғары тұтқырлық пачкаларын айдау керек. Тұтқырлығы жоғары қаптаманы 100–120 С (АРІ – Американдық мұнай институты) тұтқырлыққа дейін полимерлермен өңдеу арқылы бастапқы ерітіндіден дайындайды. Әрбір қаптаманың көлемі ұңғыма оқпанынан өткенде қаптама сақиналы көлемнің кемінде 200 м толтырылуы тиіс екендігіне байланысты есептеледі. Құйрықшаны түсірер алдында ашық оқпан көлеміндегі бұрғылау ерітіндісіне негізделген майлаушы қаптама (пачка) орнатылады, майлаудың мөлшері 8% кем емес. және қатты лубрикант(ұсақ шариктер). Өнімді қабатта көлденең аяқталатын ұңғымаларды бұрғылау кезінде осы ұсыныстарды орындау ұңғыма оқпанының тұрақтылығымен байланысты шиеленістерді жоюға (ұңғымаларды шаюдың қосымша циклдары), сондай-ақ дифференциалды ұстап қалуларды жоюға кететін, өнімді емес уақытты азайту арқылы бұрғылаудың экономикалық тиімділігін арттыруға мүмкіндік берді.

### Қорытынды

Ұңғымаларды жуудың тиімділік көрсеткіштерін реттеу үшін шламды жою процесі бойынша ұңғыманың зениттік бұрыштарын салыстыру көрсетілді. Шламды алып тастау және оларды суспензияда ұстау, әсіресе, бағытталған және көлденең ұңғымаларды бұрғылау кезінде өте маңызды міндет болып табылады.

Шламдағы кесінділердің мөлшері артқан сайын, шлам шығыны артады, бұрғылау проблемалары мен ұңғыманың тұрақсыздығы ықтималдығы артады.

Бұрғылау ерітінділерінің параметрлері мен құрамдас құрамын таңдау бұрғылау ерітінділеріне арналған бағдарламаға сәйкес қабылданады және бұрғылау ерітіндісінің жалпы реологиялық сипаттамаларын арттыру көрсеткіштерінің техникалық жобасының талаптарын ескере отырып құрастырылады, өйткені олар ұңғыманы шаю кезінде де, жүктемені азайту үшін тиісті көрсеткіштерге ие болған кезде де, бұрғылау сорғыларының демалу күйінде де маңызды рөл атқарады.

Объектідегі жұмыс көлемінің сипаттамасы оның мақсатына, профиліне және жобалық тереңдігіне сәйкес беріледі.

Ұңғыма оқпанындағы ақаулардың күтілетін пайда болуына байланысты оның кестелік сипаттамалары бар бұрғылау ерітіндісі жүйесі таңдалады.

Ерітінді құны бұрғылауға қажетті көлемдерге байланысты және ерітіндідегі тау жынысына тура пропорционал; ол экономикалық тұрғыдан тиімді болуы керек.

Химиялық реагенттердің мақсатына қарай бұрғылау ерітіндісін тежейтін биополимер таңдалды. Осы бағдарламада көрсетілген құрамдас құрам ұсынылады. Химиялық реагенттердің толық тізімі бүкіл интервалды бұрғылауға арналған. Бұл бұрғылау ерітіндісін дайындаудың рецептурасын жасау кезінде бұрғылау ерітіндісінің инженері көрсетілген материалдардың барлығын пайдаланбайды, тек нақты бұрғылау жағдайында қазіргі уақытта қажет, бірақ осы бағдарламада белгіленген шеңберде қолданылады. Қажет болған жағдайда қасиеттері мен сипаттамалары бойынша бірдей және сапасы бірдей ұқсас материалдарды пайдалануға рұқсат етіледі. Бағдарламада бұрғылау процесінде параметрлерді міндетті түрде бақылау және толық талдау жүргізе отырып, реагенттерді енгізу тәртібі қарастырылған.

Қабылданған бұрғылау ерітіндісін тазалау жүйесі ұңғыма оқпанының тұрақтылығын және бұрғылауды ешбір кептеліссіз және кептеліссіз қамтамасыз етеді.

Тазалау жүйесі өз міндеттерін орындады, соның арқасында бұрғылау сұйықтығының параметрлері бұрғылау сұйықтығы бағдарламасына сәйкес сақталды.

### **Список использованной литературы**

1. Мұзапаров М.Ж. Бағытты бұрғылау. 2-том. Бағытсыз технология. Айналымы бұрғылау. – Алматы, 2005, 209 б.
2. Мұзапаров М.Ж. Бағытты бұрғылау. 3-том. Бағытсыз технология. Ұңғыманың бұрандалы қозғалтқыштарымен бұрғылау. – Алматы, 2005, 204 б.
3. Нескормных В.В. Бағытты бұрғылау. Көлденең және көпжақты ұңғымаларды бұрғылау. – Красноярск: Сиб.федер. ун-т, 2020, 410 б.
4. Бұрғылауға арналған техникалық бағдарлама. – Атырау, «Ембімұнайгаз» АҚ, 2024, 40 б.
5. Повалихин А.С. және т.б. Көлбеу, көлденең және көп қырлы ұңғымаларды бұрғылау. – М.: Центрлитнефтегаз, 2012, 645 б.
6. Заурбеков С.А., Федоров Б.В. Ұңғымаларды бағытты бұрғылау/оқулық. – Алматы, Қ.И. Сәтбаева атындағы ҚазҰТУ, 2015, 230 б.
7. Зарипов Р.Р. және т.б. Сургуттағы бағыттағалы және көлденең ұңғымаларды бұрғылаудың практикалық тәжірибесі УБР-1. – Бұрғылау және мұнай, 2013, No 10, 12–14 б.



8. Паршукова Л.А. Ұңғыманың қабырғаларының тұрақтылығынан туындаған асқынуларды жою және алдын алу тәжірибесі. – Бұрғылау және мұнай, 2016, No 1, 28–34 б.
9. Григорян Н.А., Калинин А.Г., Сұлтанов Б.З. Көлбеу ұңғымаларды бұрғылау. – Мәскеу, «Недра», 1990, 348 б.
10. Сучков Б.М. Көлденең ұңғымалар. – Мәскеу-Ижевск, «Тұрақты және хаотикалық динамика» ғылыми-зерттеу орталығы, 2006, 424 б.
11. Джоши С.Д. Көлденең ұңғыма технологиясының негіздері. Joshi Technologies International, ОК, АҚШ, 2003, 155 бет.
12. Булатов А.И. Мұнай және газ ұңғымаларын салуға арналған бұрғылау және цементтеу ерітінділері. Оқу құралы. – Краснодар, «Просвещение-Юг», 2001, 576 б.
13. Брюй, Л.К. Бұрғылау және цементтеу ерітінділері. Оқу құралы, – Гомель: П.О.Сухой атындағы ГГТУ, 2019, 135 б.
14. <https://www.shopbakerhughes.com/product/N3170600551P/black-magic-sft>. Бейкер Хьюз бұрғылау кезінде дифференциалды ұстап қалуды жоюға арналған бұрғылау сұйықтықтары.

## **АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ПРИ ПРОМЫВКЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

**Б.Ф. Сабилов, С.А. Губашев, Р.Н. Блғалиев, М.Д. Бисенғалиев**

*Процесс бурения наклонно-направленных скважин может сопровождаться осаждением частиц разрушенной горной породы на забой и стенки скважины. Зачастую это вызвано неэффективным режимом очистки забоя и ствола скважины от частиц выбуренной горной породы.*

*Анализ регулирования показателей промывки стволов наклонно-направленных скважин при эксплуатационном бурении. С целью поиска решения поставленной задачи на данном этапе проведено теоретическое исследование, направленное на выявление и анализ факторов, вызывающих осложнения в процессе очистки стволов наклонно-направленных скважин.*

*При применении технологии разработки нефтяных месторождений с использованием горизонтальных скважин (далее – ГС) можно достичь стабильного коэффициента нефтеизвлечения, равного 60÷80%, за счет следующих факторов:*

- ГС могут использоваться для разработки на любой стадии различных по типу и условиям залегания коллекторов;
- при проводке ГС можно обеспечить пересечение естественных вертикальных трещин в пласте, что позволит до максимума увеличить проницаемость пласта и отборы пластовых флюидов;
- для дренирования нефтяного коллектора нужно бурить в 4÷5 раз меньше горизонтальных скважин, чем вертикальных.

*Горизонтальные скважины создают качественно иные возможности для эксплуатации нефтеносного слоя, дебит нефти повышается в несколько раз.*

*Для бурения интервала при возможном возникновении проблем ствола скважины используется биополимерный ингибирующий буровой раствор.*

*Назначение химических реагентов при приготовлении и обработки биополимерных ингибирующих буровых растворов при возникновении технологической необходимости следующие: снижение жесткости по кальцию; повышение и снижение уровня pH; снижение карбонатной и цементной агрессии; ингибирование глин и глинистых сланцев; утяжеление и загущение раствора; инкапсулирование выбуренной породы; снижение водоотдачи; модификация и увеличение реологических свойств. Также имеются специальные реагенты, такие как: пеногаситель, бактерицид, высокотемпературные добавки, противоприхватный реагент и материалы для борьбы с поглощением.*

*При исследовании выделен ряд основных факторов, влияющих на эффективность выноса бурового шлама из наклонного ствола скважины.*

*Исследование также показало, что правильно подобранные свойства очистного агента при оптимальных технологических параметрах процесса бурения позволят достичь высокой производительности и качества буровых работ, что подразумевает необходимость проведения дальнейшей теоретической и экспериментальной работы в данном направлении.*

**Ключевые слова:** *профиль скважины, горизонтальные скважины, зенитный угол, поведение шлама, скопление шлама, лубрикант, дифференциальный прихват.*

### **Информация об авторах**

**Сабиров Болатхан Файзуллаевич** – ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин, [b.sabirov@kmge.kz](mailto:b.sabirov@kmge.kz)

**Губашев Сарсенбай Абилович** – директор департамента проектирования бурения и экологии, [s.gubashev@kmge.kz](mailto:s.gubashev@kmge.kz)

**Блгалиев Рафаил Нурбахитович** – руководитель управления проектирования бурения и ремонта скважин, [R.Blgaliev@kmge.kz](mailto:R.Blgaliev@kmge.kz)

ОО «КМГ Инжиниринг», Атырауский филиал, г. Атырау, Казахстан

**Бисенгалиев Макс Даулбаевич** – ассоциированный профессор, [maks\\_bisengali@mail.ru](mailto:maks_bisengali@mail.ru)

Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, г. Атырау, Казахстан

## **ВЫБОР КОНЦЕПЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМКАС-МОРЕ**

**Б.Т. Умралиев, А.К. Сейтов**

*Каламкас-Море – морское нефтегазовое месторождение, расположенное на шельфе в Казахстанском секторе Каспийского моря. Оно является одним из перспективных объектов в регионе, играющим важную роль в обеспечении энергетической безопасности страны.*

*Разработка месторождения ведется с учетом специфики морских условий Каспийского моря, включая сезонные ледовые явления и особенности гидрометеорологии. В проектировании и эксплуатации используются совре-*

менные буровые платформы и системы, обеспечивающие эффективное и экологически безопасное ведение работ.

Каламкас-Море является важным звеном в структуре казахстанского нефтегазового комплекса, способствуя развитию морской инфраструктуры и повышению добычи углеводородов в регионе.

Анализ позволяет оценить, сбалансировать и оптимизировать капитальные и операционные расходы на бурение, включая стоимость аренды буровой установки, материалы, трудозатраты и логистику. Это помогает выбрать наиболее экономически эффективные технологии и методы бурения.

**Ключевые слова:** морское месторождение, Каламкас-море, бурение, горизонтальные скважины.

Месторождение Каламкас-море расположено в центральной мелководной части (глубина от 8 до 9 м), северо-восточной акватории Каспийского моря приблизительно в 130 км к юго-западу от месторождения Кашаган. Рассматриваемое месторождение включает 3 главных структурных поднятия – Центральное, Восточное и Западное. Западная структура была выбрана в качестве целевой структуры по начальному этапу освоения месторождения.

Целью данной работы является сравнение вариантов планирования скважин на данном месторождении:

- бурение кустовым способом с одного бурового центра (далее – БЦ) (S-образная траектория);
- бурение горизонтальных многозабойных скважин с одного БЦ;
- бурение горизонтальных многозабойных скважин с применением двух БЦ.

Общая концептуальная схема (возможная) расположения буровых центров приведена на рис. 1. Данный вариант бурения скважин рассматривает использование одного бурового центра БЦ – ЦТК (HUB) – Центральный технологический комплекс. Вариант применения двух БЦ предусматривает применение Бермы на северной части месторождения.

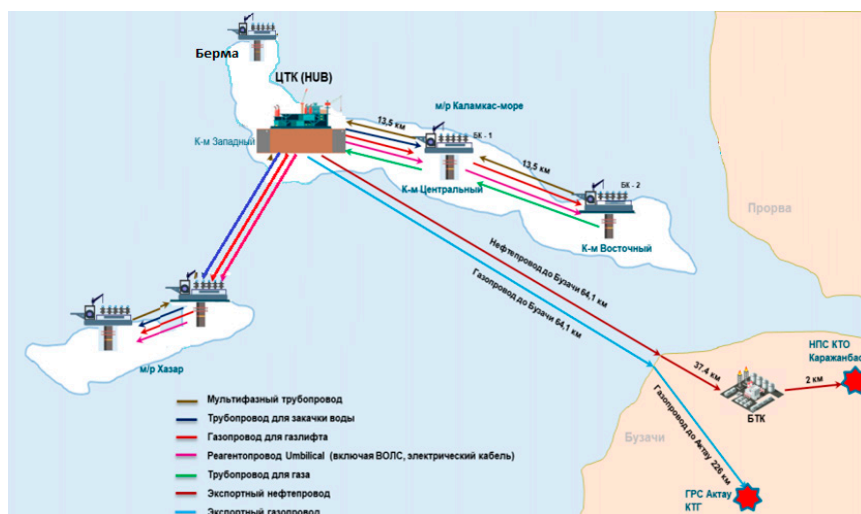
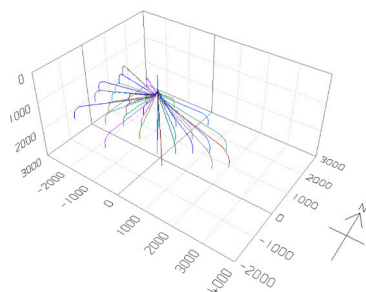


Рис. 1. Общая схема расположения Буровых центров на месторождении Каламкас-море Западный

### **1) Вариант кустового размещения скважин с S-образными профилями**

При кустовом способе рассматривается строительство 25 скважин. Согласно выбранным целевым горизонтам разработки рассчитаны траектории разбуриваемых скважин.



**Рис. 2. Аксонометрическое изображение профилей скважин на структуре Каламкас-Западный**

Общая проходка по данному варианту расчета составила 78 061 м (табл.1).

Табл. 1. Пространственные параметры планируемых скважин

Скв #	Глубина по стволу, м	Глубина по верти-кали, м	Отход, м	Глубина набора угла, м	Макс. искривл., град	Мин. искривл., град	Угол по азимуту	Макс. интенс., град/30 м	Верти-кальный участок, м MD	Участок набора ЗУ, м MD	Участок стабилизации ЗУ, м MD	Участок сброса ЗУ, м MD	Участок стабилизации ЗУ, м MD	DDI
U1_B4	2605	1687	1733	180	62,74	18,00	260,51	3,50	0-180	180-718	718-2018	2018-2420	2420-2605	6,1
U1_B5	2007	1689	956	200	40,85	15,00	271,65	3,60	0-200	200-540	540-1590	1590-1809	1809-2007	4,9
U1_B6	1755	1687	397	220	20,69	0,00	328,60	2,80	0-220	220-442	442-1342	1342-1561	1561-1755	4,93
U1_B7	1939	1686	840	200	37,99	15,00	39,89	2,90	0-200	200-607	607-1507	1507-1748	1748-1939	5,3
U1_B8	2661	1755	1673	200	67,12	15,00	55,15	3,00	0-200	200-871	871-1871	1871-2396	2396-2661	5,4
U1_C10	4165	1689	3434	160	77,13	25,00	73,47	3,50	0-160	160-821	821-3521	3521-3971	3971-4165	5,5
U1_C11	4767	1693	4062	150	79,10	25,00	73,31	3,60	0-150	150-809	809-4109	4109-4573	4573-4767	5,5
U1_C3	3022	1694	2169	170	71,80	20,00	241,88	3,00	0-170	170-888	888-2288	2288-2839	2839-3022	5,7
U1_C4	2392	1685	1448	200	60,10	15,00	240,15	3,10	0-200	200-782	782-1782	1782-2214	2214-2392	5,9
U1_C5	1920	1755	627	170	32,88	0,00	219,12	2,90	0-170	170-510	510-1310	1310-1659	1659-1920	6
U1_C6	1829	1765	386	200	20,02	0,00	115,40	2,70	0-200	200-422	422-1322	1322-1553	1553-1829	6,1
U1_C7	2183	1766	1103	180	48,70	15,00	82,06	2,90	0-180	180-684	684-1534	1534-1899	1899-2183	6,1
U1_C8	2745	1751	1811	180	65,30	15,00	78,47	3,50	0-180	180-740	740-2040	2040-2481	2481-2745	6,1
U1_C9	3443	1762	2620	160	71,12	18,00	75,15	4,10	0-160	160-680	680-2780	2780-3175	3175-3443	6,1
U1_D10	3953	1684	3213	170	76,22	25,00	86,26	3,60	0-170	170-805	805-3305	3305-3759	3759-3953	6,3
U1_D6	2033	1690	1007	160	42,08	15,00	164,38	3,30	0-160	160-543	543-1593	1593-1846	1846-2033	6,39
U1_D8	2753	1689	1887	180	66,80	20,00	98,66	3,20	0-180	180-806	806-2106	2106-2554	2554-2753	6,39
U1_D9	3336	1687	2537	180	73,41	25,00	91,73	3,20	0-180	180-868	868-2668	2668-3135	3135-3336	6,6
U1_W1	4915	1570	4349	160	78,26	25,00	255,94	4,50	0-160	160-682	682-4482	4482-4905	4905-4915	6,6
U1_W2	2720	1838	1715	170	62,74	15,00	7,27	3,20	0-170	170-758	758-1958	1958-2414	2414-2720	6,6
U1_W3	5077	1777	4345	160	79,00	25,00	53,73	3,80	0-160	160-784	784-4384	4384-4836	4836-5076	6,7
U1_W4	5073	1805	4326	160	78,72	25,00	99,41	3,90	0-160	160-781	781-4381	4381-4797	4797-5073	6,9
U1_W5	2736	1846	1763	170	61,16	20,00	143,82	3,30	0-170	170-726	726-2026	2026-2406	2406-2736	6,9
U1_W7	4068	1881	3199	180	75,51	25,00	224,46	3,30	0-180	180-866	866-3266	3266-3721	3721-4068	6,9
U1_W8	3965	1806	3137	170	75,99	25,00	287,96	3,20	0-170	170-882	882-3182	3182-3701	3701-3965	6,9
Всего	78061		54737											

Условные обозначения

- Добывающие скважины
- Водо-нагнетательные скважины
- Скважины с высоким DDI

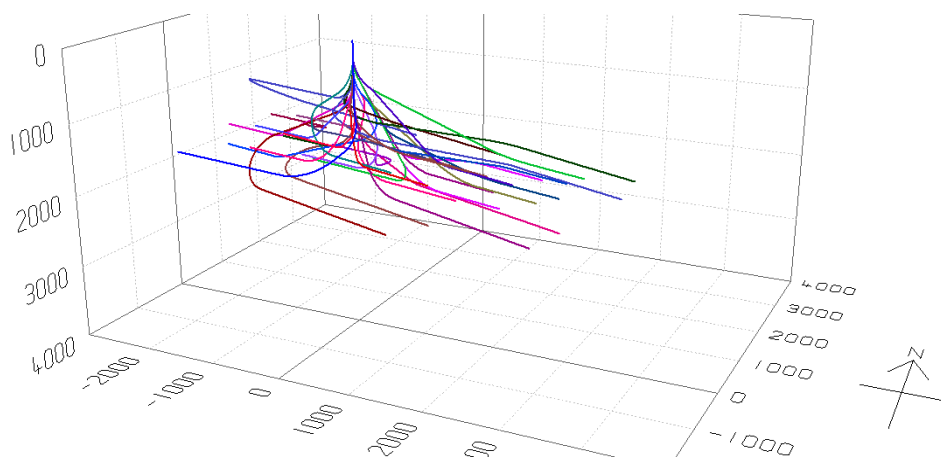
### **1) Вариант бурения многозабойных горизонтальных скважин с одного БЦ (ЦТК (НУБ))**

Аксонетрическое изображение траекторий многозабойных горизонтальных скважин (далее – МЗГС) с БЦ (ЦТК) представлено на рис. 3.

Из представленных в табл. 2 данных, параметры МЗГС, их глубина (MD) колеблется в пределах 3148-5711 м, при этом длина горизонтальных участков из условий эффективного вскрытия пластов принята в пределах 956-2722 м. Точки зарезки бокового ствола выбраны с учетом обеспечения безопасной проводки скважин и пространственного расположения устья и точки вхождения в пласт, при этом сложность траекторий DDI составила 6,2-7,5. Полученное значение DDI (Directional Difficulty Index) показывает, что скважины являются сложными, однако следует отметить, что при работе с траекториями скважин в дальнейшем имеются необходимость и возможности для улучшения.

DDI – показатель, который отражает сложность строительства скважин, отклоняющихся от вертикали, с помощью направленного бурения. Он используется для оценки и прогнозирования сложности выполнения работ по строительству таких скважин.

Общая проходка скважин при принятии данного варианта составит 120 907м, что на 28 590 м больше, чем при кустовом бурении скважин с S-образным профилем (78 061 м).



**Рис. 3. Аксонетрическое изображение профилей МЗГС с БЦ (ЦТК)**

**Табл. 2. Параметры многоствольных горизонтальных скважин с одного БЦ**

№ ствола скв.	Глубина по стволу, м	Глубина по вертикали, м	Отход, м	Длина горизонт. участка, м	DDI	Точка ЗБС	Проходка, м
WI1_1	4675	1822	1908	2722	6,8	1050	3625
WI1_2	5073	1832	2271	2287	7	1000	4073
WI1_3	4677	1837	3404	2176	6,6		4677
WI1_4	7665	1823	1987	2241	7,5		7665



WI1_5	5453	1821	2137	1819	7	700	4753
WI1_6	5711	1831	3654	1861	7,1	800	4911
WI1_9	5419	2120	1659	2259	7	600	4819
WI1_7	4515	2139	2968	2172	6,5		4515
WI1_10	5569	2115	1893	1851	7		5569
WI1_8	7551	2125	3497	1844	7,3	2700	4851
WU1_1	3876	1730	2824	963	6,5		3876
WU1_2	3570	1726	2586	998	6,4	800	2770
WU1_7	3150	1729	1762	1052	6,2	500	2650
WU1_3	4014	1725	3014	970	6,5		4014
WU1_4	3276	1722	2188	1016	6,3	700	2576
WU1_6	3360	1725	-855	1054	6,5		3360
WU1_5	3893	1730	985	989	6,8	1500	2393
WU1_8	3394	1738	2003	1002	6,3		3394
WU1_12	3396	1775	2003	801	6,3	2400	996
WU1_11	4998	1770	2804	979	6,9	2200	2798
WU1_10	3524	1773	1191	1059	6,5	1200	2324
WU1_9	3677	1772	1509	1191	6,5		3677
WU1_13	4585	1809	3353	969	6,9	2000	2585
WU1_14	4140	1809	3173	993	6,6		4140
WU1_16	3265	1804	1990	1031	6,2		3265
WU1_15	3859	1804	2460	968	6,6	1600	2259
WU1_18	3148	1805	1129	1043	6,3		3148
WU1_17	3543	1801	1340	999	6,6	1600	1943
WU1_19	3831	2062	2416	984	6,3		3831
WU1_20	3676	2059	1398	1231	6,5	700	2976
WU1_21	4538	2045	2959	1002	6,7	800	3738
WU1_23	3580	2096	1996	1014	6,3		3580
WU1_22	4143	2088	2680	956	6,5	1200	2943
WU1_24	4013	2101	1692	1597	6,5	1800	2213
<b>Общая проходка, м</b>							<b>120907</b>

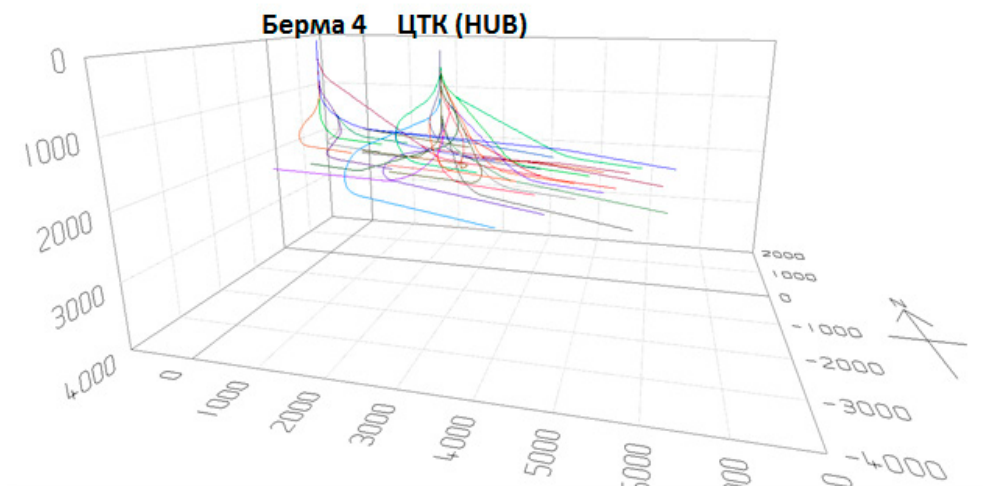
## **2) Вариант бурения МЗГС с двух БЦ (Берма-4 и ЦТК (HUB))**

**Бурение с ЦТК (HUB).** Данный вариант бурения проектных многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС) предусматривает одновременное выполнение буровых работ с эксплуатацией двух БЦ (рис. 4). Разбуриваемое количество скважин на БЦ следующее:

- ЦТК (HUB) – 10 скв. (24 забоев);
- Берма-4 – 4 скв. (10 забоев).

Общий вид профилей МЗГС на месторождении Каламкас-море Западный представлен на рис. 7. Координаты ЦТК (HUB) и Бермы-4 указаны в табл. 6.

Основные сведения по профилям МЗГС согласно данной схеме приведены в табл. 3. Согласно классификации направленных скважин сложность их профилей DDI скважин не превышает 7, скважины характеризуются как несложные.



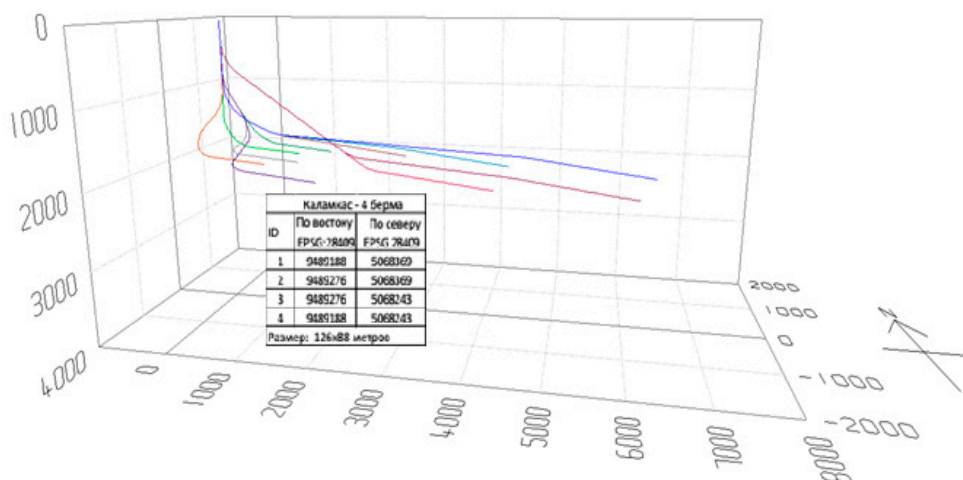
**Рис. 4. Аксиометрия профилей многоствольных горизонтальных скважин месторождения Каламкас-море при бурении с двух БЦ**

**Табл. 3. Параметры МЗГС разбуриваемых с ЦТК (HUB)**

№ ствола скв.	Глубина по стволу, м	Глубина по вертикали, м	Отход, м	Длина горизонтального участка, м	DDI	Точка ЗБС	Проходка, м	Slot
WI1_1	4675	1822	1908	2722	6,8	1050	3625	1
WI1_2	5073	1832	2271	2287	7	1000	4073	
WI1_3	4677	1837	3404	2176	6,6		4677	
WI1_9	5419	2120	1659	2259	7	600	4819	3
WI1_7	4515	2139	2968	2172	6,5		4515	
WU1_3	4014	1725	3014	970	6,5		4014	6
WU1_4	3276	1722	2188	1016	6,3	700	2576	
WU1_6	3360	1725	-855	1054	6,5		3360	7
WU1_5	3893	1730	985	989	6,8	1500	2393	
WU1_8	3394	1738	2003	1002	6,3		3394	8
WU1_12	3396	1775	2003	801	6,3	2400	996	
WU1_11	4998	1770	2804	979	6,9	2200	2798	9
WU1_10	3524	1773	1191	1059	6,5	1200	2324	
WU1_9	3677	1772	1509	1191	6,5		3677	

WU1_16	3265	1804	1990	1031	6,2		3265	11
WU1_15	3859	1804	2460	968	6,6	1600	2259	
WU1_18	3148	1805	1129	1043	6,3		3148	12
WU1_17	3543	1801	1340	999	6,6	1600	1943	
WU1_19	3831	2062	2416	984	6,3		3831	13
WU1_20	3676	2059	1398	1231	6,5	700	2976	
WU1_21	4538	2045	2959	1002	6,7	800	3738	
WU1_23	3580	2096	1996	1014	6,3		3580	14
WU1_22	4143	2088	2680	956	6,5	1200	2943	
WU1_24	4013	2101	1692	1597	6,5	1800	2213	
Общая проходка, м							77137	

**Бурение МЗГС с Бермы-4.** Аксонометрическое изображение МЗГС и сведения о профиле скважин представлены на рис. 5 и в табл. 4. Глубина скважин (MD) колеблется в пределах 3041-7133 м при этом, длина горизонтальных участков принята в пределах 963-2241 м. Точки зарезки бокового ствола выбраны исходя из условий обеспечения безопасной проводки скважин и пространственного расположения устья и точки входа в пласт, при этом сложность траекторий составила DDI 6,2-7,5. Общая проходка скважин по выбранным профилям составила 38 659 м.



**Рис. 5. Аксонометрическое изображение МЗГС с Бермы-4**

Общая проходка при разделении скважин на 2 БЦ составляет 115 826 м, что на 32 971 м меньше по сравнению с исходным вариантом бурения МЗГС с одного БЦ (ЦТК). Однако, по показателю DDI скважин имеются скважины превышающие 7 (сложные).

**Конструкция скважин и их забоев.** Учитывая геолого-технические условия месторождения, конструкция скважин принимается однотипной для всех скважин (рис. 6) – с забивкой кондуктора на глубину 87 м, технической колонны до

670 м по TVD (+100 м), эксплуатационной колонны 1300 м по TVD и эксплуатационного хвостовика до проектной глубины (инт. 1760-1846 м TVD).

**Табл. 4. Пространственные параметры МЗГС при бурении с Бермы-4**

№ ствола скв.	Глубина по стволу, м	Глубина по вертикали, м	Смещение, м	Длина горизонтального участка, м	DDI	Проходка, м	Slot
WI1_4	4674	1823	2794	2241	6,8	4674	2
WI1_5	6307	1821	4377	1819	7,1	4207	
WI1_6	8310	1831	6377	1861	7,5	6110	
WI1_10	5191	2115	4199	1851	6,7	5191	4
WI1_8	7133	2125	6186	1844	7,1	4433	
WU1_1	3072	1730	1759	963	6,1	3072	5
WU1_2	3473	1726	1822	998	6,6	2173	
WU1_7	4579	1729	2917	1052	6,8	3379	
WU1_13	3041	1809	1194	969	6,2	3041	10
WU1_14	3379	1809	1259	993	6,5	2379	
Общая проходка, м						<b>38659</b>	

Добывающие скважины оборудуются системой Smart-Design, которая будет укомплектована клапанами регулирования притока жидкости, изолирующими горизонты пакерами (нефте-, водоразбухающие, либо гидромеханические и гидравлические), фильтр-хвостовиками, а также скважинным оборудованием, обеспечивающим безопасную эксплуатацию скважин согласно требованиям, п. 449, 455 [1].

Типовое заканчивание водонагнетательных скважин состоит из следующих элементов:

- устройства контроля притока жидкости совместно с противопесочными фильтрами-хвостовиками (SAS);
- водо/нефтеразбухающие пакеры для горизонтов;
- насосно-компрессорные трубы;
- внутрискважинный клапан-отсекатель (SSSV).

Также для добывающих скважин возможно применение системы с гравийной забивкой в зоне продуктивных пластов в обсаженной части эксплуатационной колонны.

Необходимо отметить, что в случае применения многоствольной конструкции в качестве основного материнского ствола рекомендуется использовать обсадные трубы диаметром D 244,5 мм.

Для строительства скважин рекомендуется применение буровой установки модульного типа (Modular Rig on Rock Island), сооружаемой на искусственном острове.

Подбор буровой установки для работы на море зависит от множества факторов, включая природные, технические, экономические и логистические условия. Ниже перечислены основные принципы, которыми руководствуются при выборе буровой установки в этом регионе:



ГИС, цементирование и т.д.), аренды буровой установки, а также стоимости расходных материалов (долот, топлива и т.д.) для каждого из этих этапов.

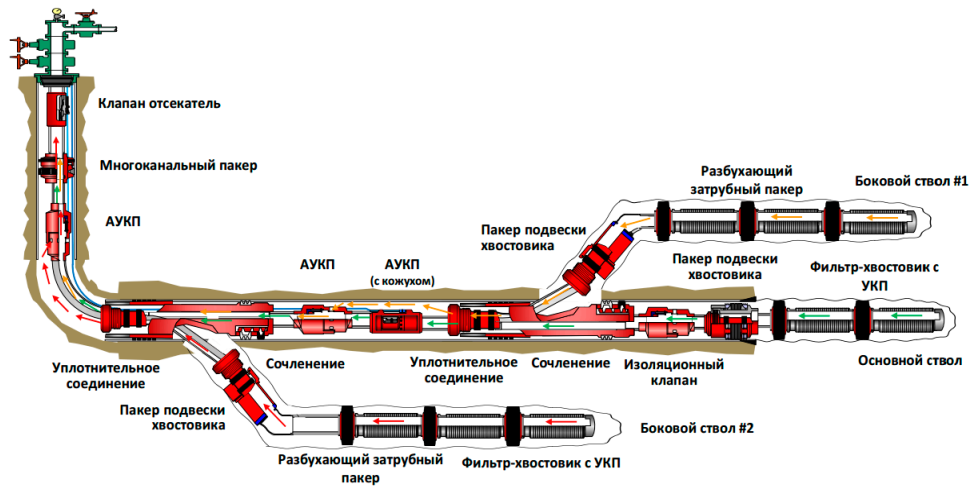


Рис. 7. Схема оборудования трехствольных горизонтальных скважин

**Сравнительный технико-экономический анализ вариантов бурения.** Сравнительный технико-экономический анализ строительства кустовым бурением и МЗГС (в двух вариантах) представлен в табл. 5, из которой видно, что лишь один из выгодных моментов в пользу варианта строительства МЗГС заключается в сокращении количества слотов, общей продолжительности бурения и проходки при использовании двух БЦ.

Поэтому в условиях строительства скважин на месторождении Каламкас-море Западный при сравнении вариантов строительства МЗГС более предпочтительным является бурение с двух платформ (табл. 5).

Для окончательного выбора концепции бурения следует учесть все сопутствующие расходы (CAPEX и OPEX), сроки ввода скважин и объемы добычи углеводородного сырья по месторождению.

Табл. 5. Сравнительные технико-экономические показатели строительства скважин при различных вариантах организации буровых работ

№	Наименование показателей	ЕИ	Варианты		
			Кустовое бурение (одинарные скважины)	Многоствольное бурение	Многоствольное бурение с двух БЦ
1	Количество скважин	ед.	33	7 (18 забоев)	7 (18 забоев)
2	Проходка	м	78 061	120 907	115 826
3	Количество платформ	ед.	1	1	2
4	Продолжительность бурения	сут	917	1 438	808
5	Условное увеличение (+/-) общей стоимости бурения		1	1,26	0,82



## **Выводы**

1. Вариант кустового размещения скважин с S-образным профилем имеет меньший охват зоны продуктивного пласта из-за вертикального и наклонного входа в целевые горизонты по сравнению с горизонтальным расположением.
2. Применение МЗГС с двух БЦ (Берма-4 и ЦТК (HUB)) позволяет снизить показатель DDI, что снижает возможные риски осложнений, связанные с геометрией скважины.
3. Сравнение вариантов бурения МЗГС с одного БЦ (ЦТК (HUB)) и бурения МЗГС с двух БЦ (Берма-4 и ЦТК (HUB)) позволяет сократить продолжительность бурения и общую проходку по месторождению (при параллельном бурении).
4. При варианте с МЗГС в целях сокращения общей проходки возможно объединение нескольких скважин.
5. Сокращение продолжительности бурения, общей проходки, а также применение бурения горизонтальных скважин с двух БЦ дает возможность сократить общие затраты на строительство скважин ориентировочно на 21% (при этих условных данных).
6. В дальнейшей работе, для окончательного выбора концепции бурения следует учесть все расходы (CAPEX и OPEX), сроки и объемы добычи по месторождению.

## **Список использованной литературы**

1. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности промышленной безопасности. – Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 г. № 355. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 13 февраля 2015 года № 10250.

## **ҚАЛАМҚАС-ТЕҢІЗ МҰНАЙ КЕН-ОРНЫ ҰҢҒЫМАЛАРДЫ САЛУ ТҰЖЫРЫМДАМАСЫН ТАҢДАУ**

**Б.Т. Умралиев, А.К. Сейтов**

*Қаламқас-Теңіз – Каспий теңізінде, Қазақстан қайраңында орналасқан теңіз мұнай-газ кен-орны. Ол елдің энергетикалық қауіпсіздігін қамтамасыз етуде маңызды рөл атқаратын өңірдегі перспективалы нысандардың бірі болып табылады.*

*Кен-орнын игеру маусымдық мұз құбылыстары мен гидрометеорология ерекшеліктерін қоса алғанда, Каспий теңізінің теңіз жағдайларының ерекшелігін ескере отырып жүргізіледі. Жобалау мен пайдалануда жұмыстардың тиімді және экологиялық қауіпсіз жүргізілуін қамтамасыз ететін замануи бұрғылау платформалары мен жүйелері пайдаланылады.*

*Қаламқас-Теңіз теңіз инфрақұрылымын дамытуға және өңірде көмірсутектерін өндіруді арттыруға ықпал ете отырып, қазақстандық мұнай-газ кешенінің құрылымындағы маңызды буын болып табылады.*

*Талдау негізінде бұрғылау қондырғыны жалдау құнын, материалдарды, еңбек шығындарын және логистиканы қоса алғанда, бұрғылауға арналған күрделі және операциялық шығыстарды бағалауға, теңгеруге және оңтайландыруға мүмкіндік береді. Бұл бұрғылаудың неғұрлым экономикалық тиімді технологиялары мен әдістерін таңдауға көмектеседі.*

**Түйінді сөздер:** *теңіз кен орны, Қаламқас-теңіз, бұрғылау, көлденең ұңғымалар.*

#### **Информация об авторах**

**Умралиев Бауржан Тажикенович** – эксперт управления технической оценки проектов Upstream, [b.umraliyev@kmge.kz](mailto:b.umraliyev@kmge.kz)

**Сейтов Айдынгали Кабдығалиевич** – эксперт управления технической оценки проектов Upstream, [A.Seitov@kmge.kz](mailto:A.Seitov@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

# **РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

# ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО И ПОТЕНЦИАЛЬНОГО КИН И ВОВЛЕЧЕНИЕ НЕДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ ГОРИЗОНТА XIII МЕСТОРОЖДЕНИЯ Z

А.Б. Калмагамбет

*В данной статье обсуждаются актуальные проблемы добычи остаточных запасов на зрелых месторождениях с низкими коллекторскими свойствами. Представлены результаты детального изучения геологических условий осадконакопления, в ходе которого выявлены значительные остаточные запасы горизонта Ю-13, не охваченные существующей системой разработки. Описаны исследования по локализации остаточных извлекаемых запасов нефти. Указаны геолого-технические мероприятия, направленные на увеличение потенциала добычи нефти, а также представлена эффективность выполненных мероприятий.*

**Ключевые слова:** КИН (коэффициент извлечения нефти), объект разработки, запасы, русло, пойма, характеристика вытеснения, нефтенасыщенность.

## Введение

Месторождение Z многопластовое, находящееся на поздней стадии разработки, по величине геологических запасов нефти относится к крупным месторождениям на территории СНГ. Месторождение отличается большим количеством продуктивных пластов, наличием тектонических нарушений, неустойчивостью по площади и разрезу, различным фазовым состоянием залежей и литологической изменчивостью коллекторов в интервалах юрской продуктивной толщи. Продуктивные пласты характеризуются высокой неоднородностью, разной степенью выработки запасов на разных участках и разной локализацией остаточных балансовых запасов.

## Ключевые направления аналитических работ

В рамках данной работы были выделены участки с низкими коллекторскими свойствами и оценена возможность оптимизации их работы для повышения текущей выработки запасов.

На данном месторождении проведены обширные геолого-геофизические исследования, включающие высокоразрешающую сейсморазведку (далее – ВРС), отбор керна и геофизические исследования скважин (далее – ГИС-к) по всему фонду скважин. Полученные данные были тщательно обработаны и переинтерпретированы. На основе этих данных выявлены новые границы участков с различными фациями: русловые и пойменные зоны. Различия в фациальных зонах позволяют приоритетно рассматривать вопросы бурения и прогнозирования среднесуточных отборов нефти и жидкости [1].

Русловые коллекторы представляют собой мощные монолитные пласты с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с пойменными отложениями. Участки с низкими коллекторскими свойствами имеют невысокую выработку запасов, что приводит к значительному объему остаточных извлекаемых запасов, остающихся невыработанными [2].

В рамках данной работы выделены участки с низкими коллекторскими свойствами и проведена оценка возможности оптимизации их работы для увеличения текущей выработки запасов. Для расчета текущих параметров разработки (коэффициента извлечения нефти и выработки запасов) и прогнозных показателей, горизонт XIII разделен на 65 участков (рис. 1) с учетом фациальных особенностей и блочной системы разработки месторождения.

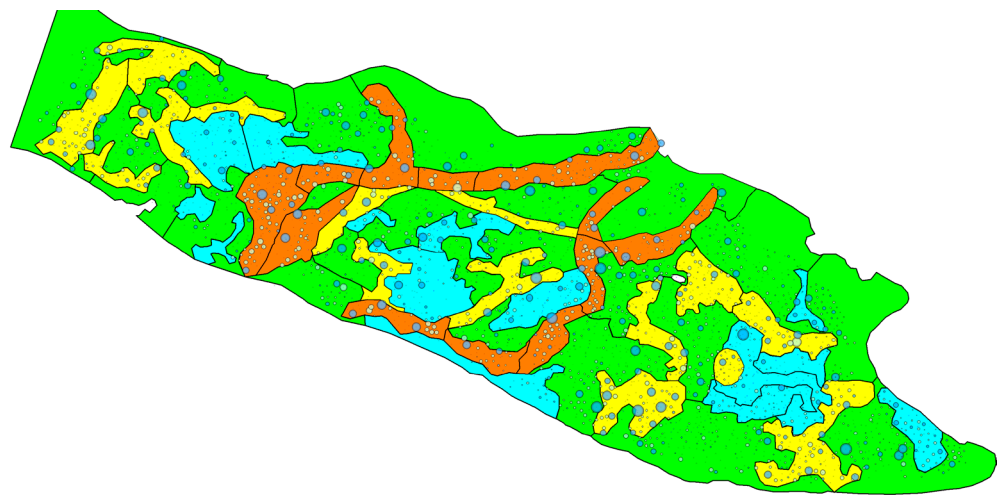


Рис. 1. Карта текущих отборов, поделенная на участки

**Оценка коэффициента извлечения нефти и выработки**

По XIII горизонту собрана информация основных показателей за всю историю разработки на 01.01.2024 г. Сформирована база данных по следующим основным показателям:

- Накопленная добыча жидкости;
- Накопленная добыча нефти;
- Накопленная добыча воды;
- Фонд скважин;
- Отработанные дни.

Для определения текущих и прогнозных КИН по участкам разработан программный продукт в Excel с использованием макросов для оценки прогноза вовлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения по методам: Сазонов, Камбаров, Пирвердян, Сипачев, Назаров, Абызбаев, Гайсин. Данные методы, учитывая различные зависимости параметров разработки, позволяют определить прогнозные показатели КИН.

Табл. 1. Результаты расчетов по методам ХВ на примере участка №3

ХВ	Сазонов	Камбаров	Пирвердян	Сипачев	Назаров	Абызбаев	Гайсин
Корреляция	80%	82%	81%	80%	81%	75%	80%
Прогнозный КИН	63%	61%	62%	63%	62%	64%	63%
Выработка	88%	91%	89%	88%	89%	86%	88%

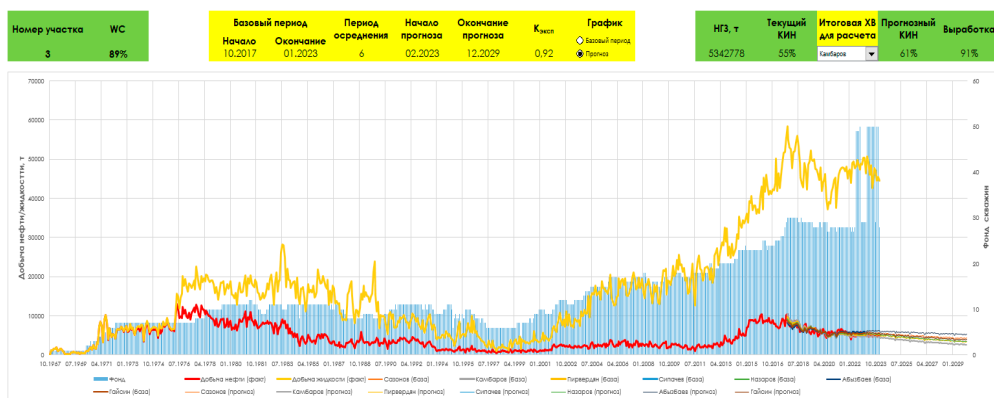


Рис. 2. Результаты расчетов на примере участка №3

Расчеты проводились на участках с обводненностью более 50%. Затем для определения расчетных параметров в базовом периоде выбирается отрезок времени, в течение которого фонд скважин и дебиты жидкости и нефти остаются стабильными. Метод с наилучшей корреляцией данных (метод ХВ) используется для расчета прогнозного КИН и выработки запасов на участке.

Участок №3 расположен в русловой зоне (рис. 3). По этому участку отмечаются наилучшие показатели по дебиту нефти. На текущий момент КИН составляет 55%. Прогнозный КИН на следующие 5 лет составляет 61%.

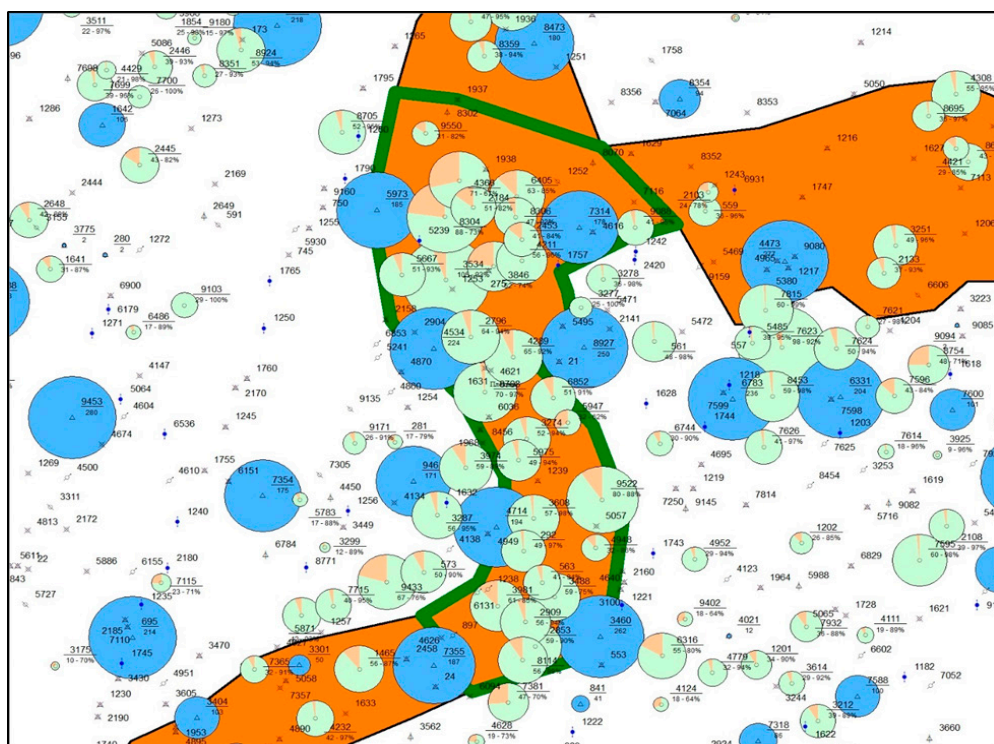


Рис. 3. Карта текущих отборов участка №3



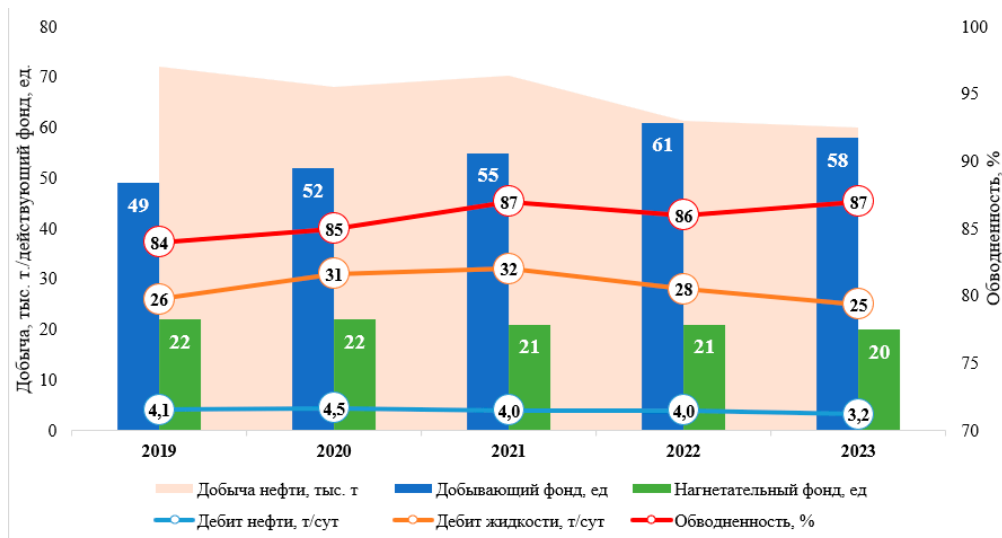
По всем 65 участкам выполнены анализ выработки и прогноз извлекаемых запасов на основе построения характеристик вытеснения для различных условий осадконакопления и дифференцированного КИН для различных групп коллекторов. Для детального обоснования расчетов выбраны шесть участков (табл. 2) с потенциально высоким ростом прогнозных КИН.

**Табл. 2. Участки с потенциальным ростом прогнозных КИН**

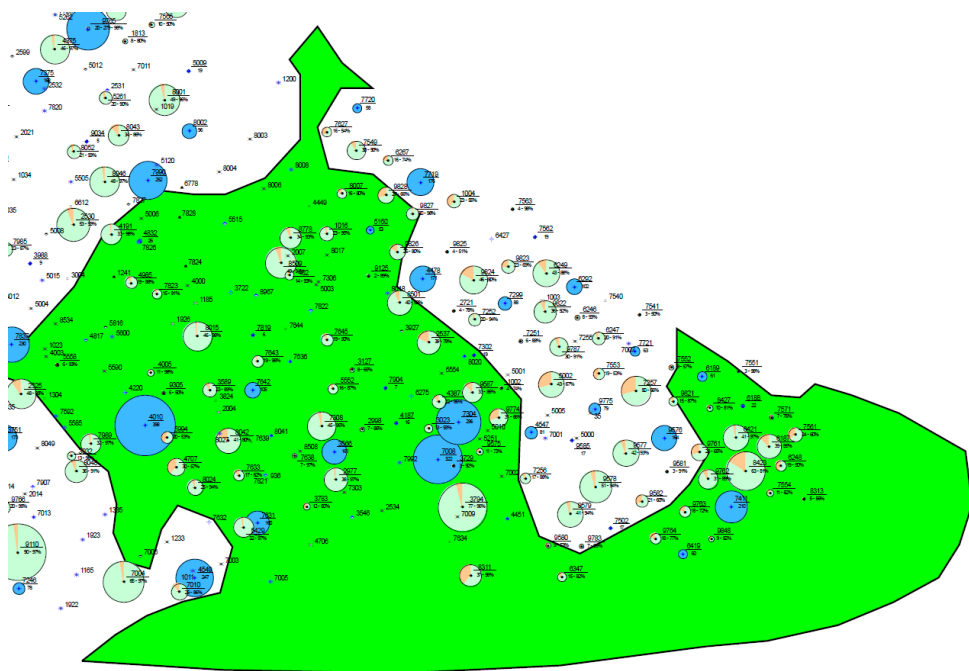
№	Тип	Начальн. геолог. запасы, т	Накопл. добыча, т	Текущ. КИН	Прогноз КИН	Прогнозн. вовлек. запасы, т	Остат. вовлек. запасы, т	Прогнозн. рост КИН
28	пойма	7 943 300	1 826 639	23%	27%	2 144 691	318 052	4%
57	пойма	1 202 108	308 849	26%	33%	396 695	87 846	7%
36	пойма	2 164 229	588 906	27%	32%	692 553	103 647	5%
39	пойма	1 714 368	417 910	24%	29%	497 166	79 256	5%
40	пойма	2 593 292	1 186 027	46%	51%	1 322 578	136 551	5%
52	пойма	2 001 796	403 482	20%	24%	480 431	76 949	4%

### Участок №28

Участок №28 расположен в восточной части месторождения (рис. 5). Этот участок является одним из лучших, среди расположенных в пойменной зоне, и по нему отмечаются хорошие показатели по дебиту нефти. На текущий момент КИН составляет 23%, а по расчетам на следующие 5 лет он должен составить 27%. Для достижения планового КИН по участку предусмотрено бурение дополнительных скважин, а также рассматривается комплекс геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ), таких как перевод скважин с нижележащих горизонтов с гидроразрывом пласта (далее – ГРП), дострел и перестрел на добывающих и нагнетательных скважинах. На рис. 4 представлена динамика основных показателей разработки за период 2019-2023 гг.



**Рис. 4. Динамика основных показателей по участку №28**



**Рис. 5. Карта текущих отборов участка №28**

На текущем участке на 2024-2025 гг. запланировано бурение 4 добывающих и 2 нагнетательных скважин. По состоянию на 01.05.2024 г. по участку из бурения введена в эксплуатацию 1 скважина.

Скважина № 8164 пробурена на 13-й горизонт для доизучения и оценки потенциала зон, неохваченных разработкой, с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (далее – ФЕС) в пойменных отложениях, с проведением ГРП. После ввода в эксплуатацию из скважины получен приток нефти с водой, обводненность составила 41%. На текущий момент скважина работает с показателями:

Дебит нефти – 29,0 т/сут;  
 Дебит жидкости – 58,7 м³/сут;  
 Обводненность – 41%.

### **Участок №36**

Участок №36 расположен на центральной части месторождения (рис. 7). По участку отмечается высокая обводненность, но и высокие дебиты по жидкости. На текущий момент КИН составляет 27%, а по расчетам на следующие 5 лет он должен составить 32%. На рис. 6 представлена динамика основных показателей разработки за период 2019-2023 гг.

### **Участок №39**

Участок №39 расположен в южной части месторождения (рис. 9). По участку отмечаются низкие показатели по дебиту жидкости. На текущий момент КИН составляет 24%, а по расчетам на следующие 5 лет он должен составить 29%. На рис. 8 представлена динамика основных показателей разработки за период 2019-2023 гг.

29.02.2024 г. скважина №7418 переведена под нагнетание для поддержания пластового давления. По результатам ГТМ по реагирующим скважинам отмечается прирост по дебиту нефти и жидкости.

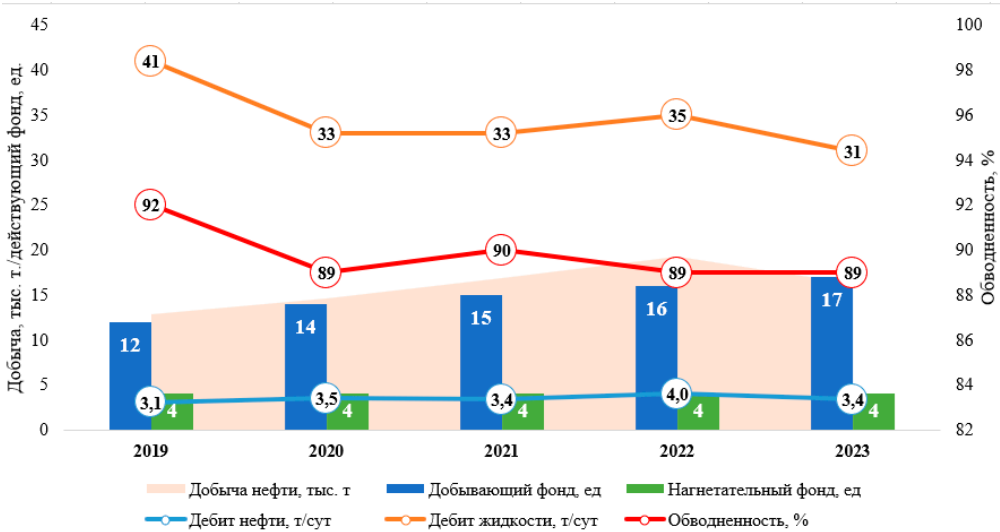


Рис. 6. Динамика основных показателей по участку №36

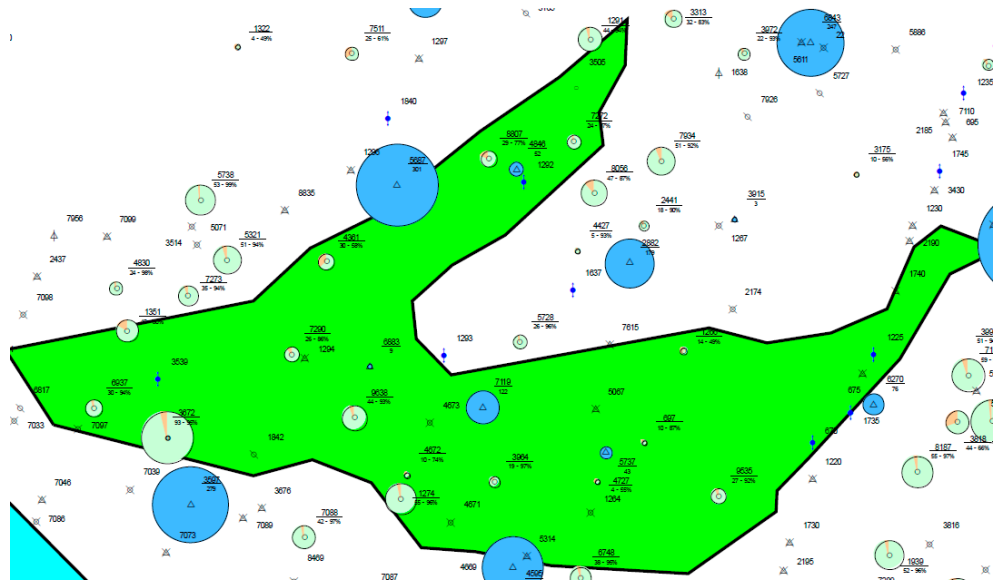


Рис. 7. Карта текущих отборов участка 36

### Участок №40

Участок №40 расположен в южной части месторождения (рис. 10). По участку отмечается хорошие дебиты по жидкости, и обводненность составляет менее 90%. На текущий момент КИН составляет 46%, а по расчетам на следующие 5 лет он должен составить 51%. Для достижения планового КИН по участку

предусмотрено бурение дополнительных скважин, а также рассматривается комплекс ГТМ. На текущем участке на 2024-2025 гг. запланировано бурение 3 добывающих скважин.

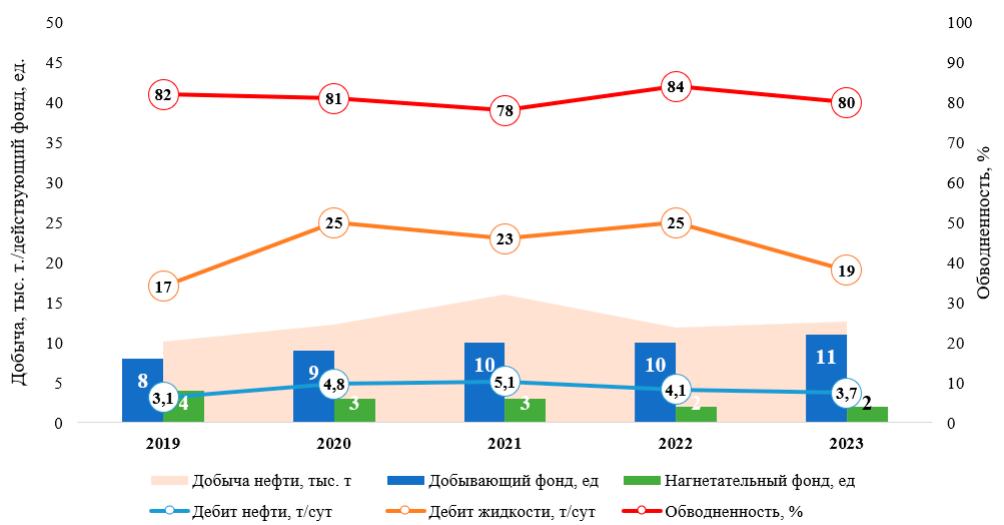


Рис. 8. Динамика основных показателей по участку №39

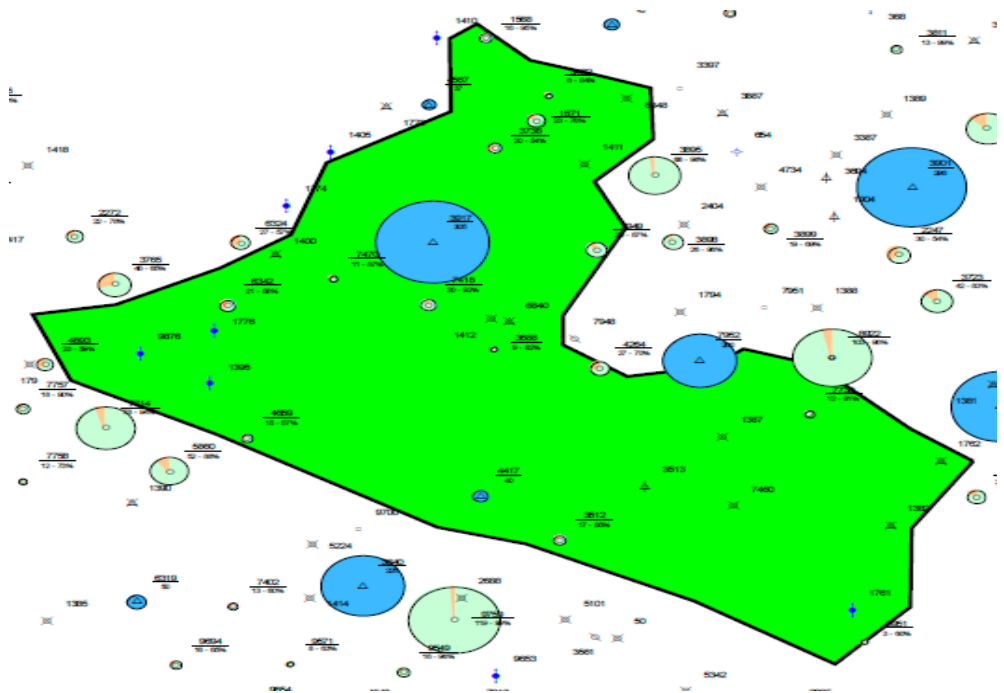


Рис. 9. Карта текущих отборов участка 39

На рис. 11 представлена динамика основных показателей разработки за период 2019-2023 гг.

## Участок №52

Участок №52 расположен в восточной части месторождения (рис. 13). Участок расположен в краевой части, и по нему отмечаются низкие показатели по дебиту жидкости и обводненность в пределах 80%. На текущий момент КИН составляет 20%, а по расчетам на следующие 5 лет он должен составить 24%. Для достижения планового КИН по участку предусмотрено бурение дополнительных скважин, а также рассматривается комплекс ГТМ. На текущем участке на 2024-2025 гг. запланировано бурение 3 добывающих скважин. На рис. 12 представлена динамика основных показателей разработки за период 2019-2023 гг.

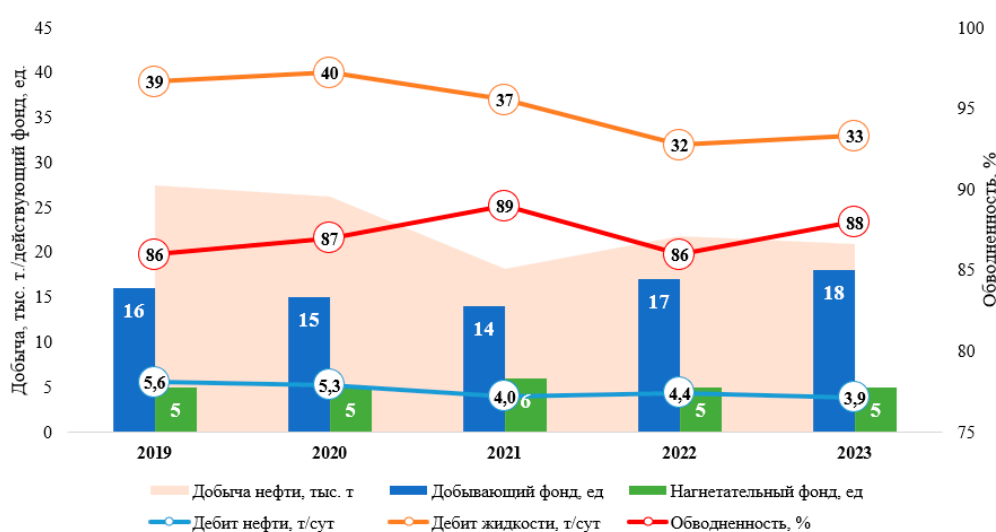


Рис. 10. Динамика основных показателей по участку №40

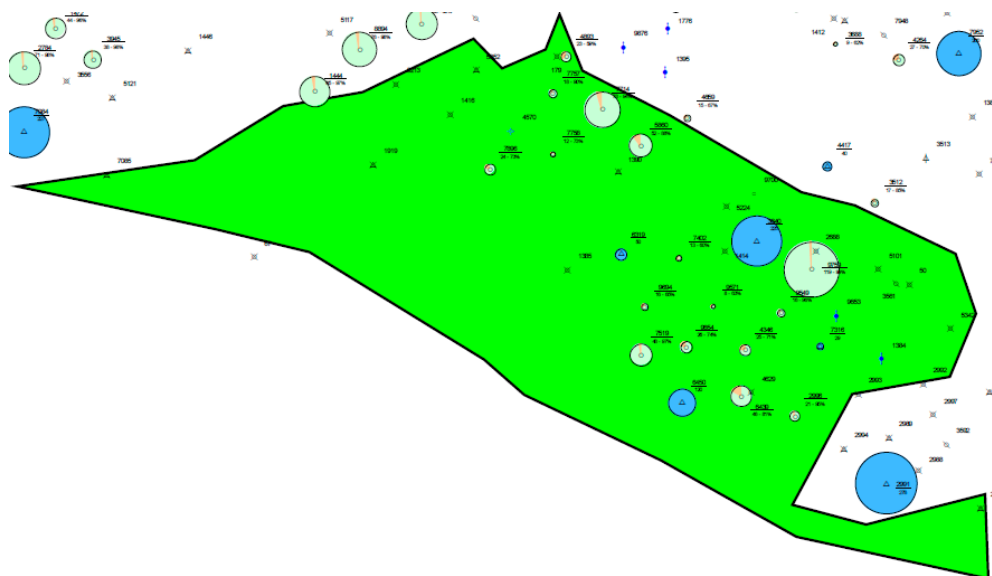


Рис. 11. Карта текущих отборов участка 40

Скважина № 8163 была пробурена на XIII горизонт для доизучения и оценки потенциала зон, не охваченных разработкой, с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) в пойменных отложениях, с проведением ГРП. После ввода в эксплуатацию из скважины получен приток нефти с водой, обводненность составила 41%. На текущий момент скважина работает с показателями:

- Дебит нефти – 9,2 т/сут;
- Дебит жидкости – 22,8 м3/сут;
- Обводненность – 52%.

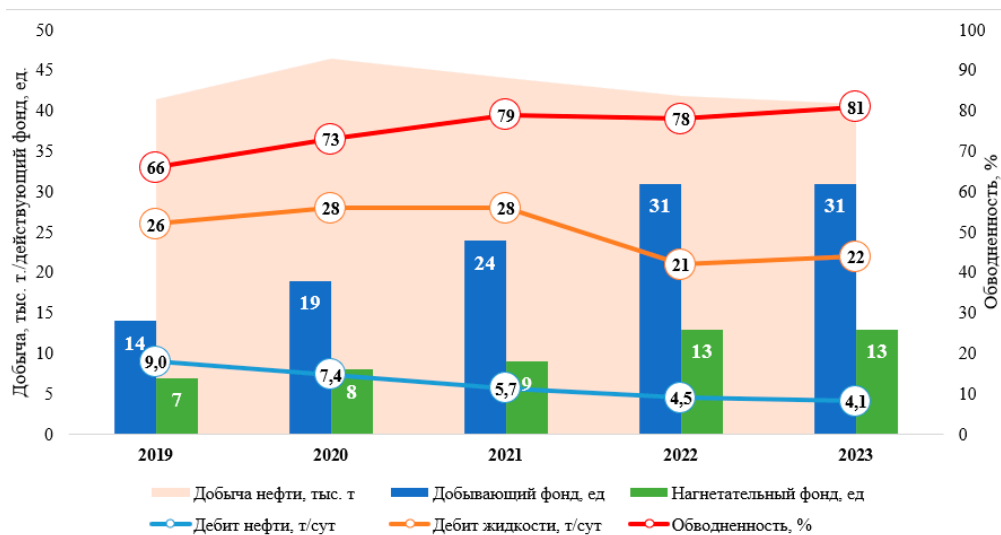


Рис. 12. Динамика основных показателей по участку №52

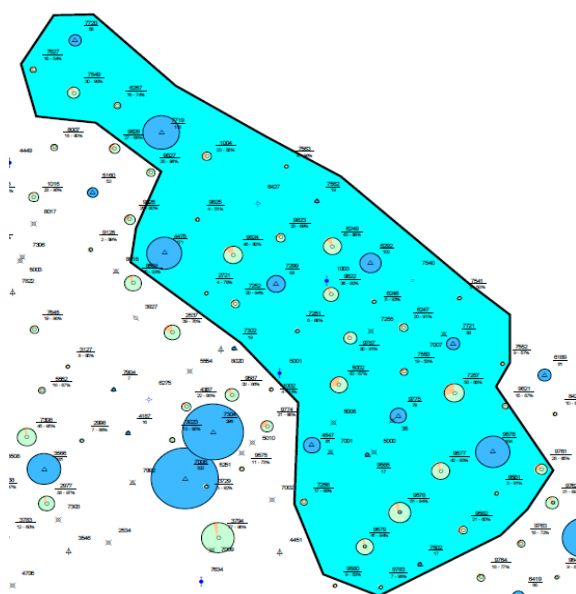


Рис. 13. Карта текущих отборов участка 52



## Участок №57

Участок №57 расположен в восточной части месторождения (рис. 13). Этот участок является одним из лучших, среди расположенных в пойменных зонах, и по нему отмечаются хорошие показатели по дебиту нефти. На текущий момент КИН составляет 26%, а по расчетам на следующие 5 лет он должен составить 33%. На текущем участке на 2024-2025 гг. запланировано бурение 9 добывающих скважин. На рис. 14 представлена динамика основных показателей разработки за период 2019-2023 гг.

Скважина № 8246 пробурена на XIII горизонт для доизучения и оценки потенциала зон, не охваченных разработкой, с низкими фильтрационно-емкостными свойствами в пойменных отложениях, с проведением ГРП. После ввода в эксплуатацию из скважины получен приток нефти с водой, обводненность составила 80%. На текущий момент скважина работает с показателями:

Дебит нефти – 13,2 т/сут;

Дебит жидкости – 58,6 м<sup>3</sup>/сут;

Обводненность – 73%.

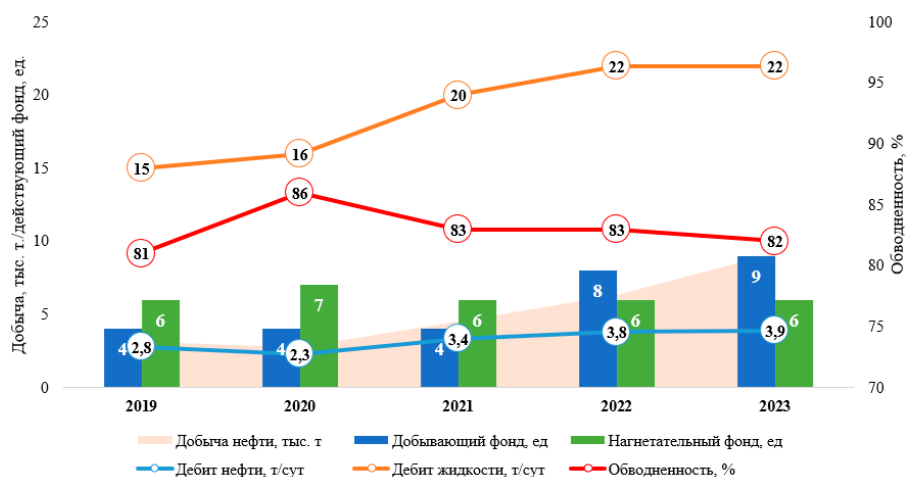


Рис. 14. Динамика основных показателей по участку №57

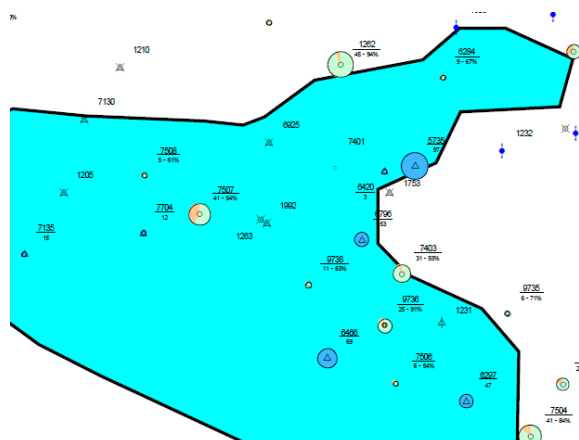


Рис. 15. Карта текущих отборов участка 57

## Выводы

На основе данных, полученных с использованием методики расчета для оценки потенциальных коэффициентов извлечения нефти, проведен анализ, который показал разную динамику добычи по различным участкам. Прогноз сделан на основании характеристик вытеснения. Наибольшие возможности для увеличения добычи нефти связаны с вовлечением пойменных участков, которые характеризуются высокой анизотропией и низкими фильтрационно-емкостными свойствами. В результате детального анализа геологических данных и текущей разработки определены перспективные районы с невовлеченными в разработку запасами нефти. По результатам бурения новых скважин подтверждается наличие потенциала и остаточных запасов нефти в пойменных участках горизонта Ю-13 месторождения, что говорит о необходимости дальнейшего вовлечения в разработку.

## Список использованной литературы

1. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений под редакцией Желтова Ю.П. – Москва, «Недра», 1985.
2. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. – М., Недра, 1973, 238 с.
3. Камбаров Г.С., Алмамедов Д.Г., Махмудова Т.Ю. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения. – Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1974, № 3, с. 22-24.
4. Сипачёв Н.В., Посевич А.Г. Оценка извлекаемых запасов нефти по зависимости жидкостно-нефтяного фактора от суммарного отбора жидкости с учётом рентабельного предела обводнённости. – Изв. вузов., сер. «Нефть и газ», 1986, № 12, с. 42-43.

## АҒЫМДАҒЫ ЖӘНЕ ӘЛЕУЕТТІ КИН-ДІ БАҒАЛАУ ЖӘНЕ ӨЗЕН КЕН ОРНЫНЫҢ XIII ГОРИЗОНТЫНЫҢ ДРЕНАЖДАЛМАҒАН ҚОРЛАРЫН ИГЕРУ

А.Б. Калмагамбет

*Бұл мақалада коллекторлық қасиеттері төмен жетілген кен орындарында қалдық қорларды өндірудің өзекті мәселелері талқыланады. Шөгінділердің геологиялық жағдайларын тыңғылықты зерттеу нәтижесінде, қолданыстағы игеру жүйесімен қамтылмаған Ю-13 горизонтында айтарлықтай қалдық қорлары анықталып, оның нәтижелері ұсынылған. Алынатын қалдық мұнай қорларының шоғырлануы бойынша жүргізілген зерттеулер сипатталған. Мұнай өндіру қабілетін арттыруға бағытталған геологиялық-техникалық іс-шаралар көрсетіліп, одан бөлек орындалған іс-шаралардың тиімділігі ұсынылған.*

**Түйінді сөздер:** *Мұнай алу коэффициенті, игеру объектісі, қорлар, арналар, жайылма, ығысу сипаттамасы.*

## Информация об авторе

**Калмагамбет Алимжан Бахытжанұлы** – старший инженер службы разработки месторождений «ММГ», *a.kalmagambet@kmge.kz*  
ТОО «КМГ Инжиниринг», «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

# ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОПРОСТРАНСТВЕННОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОН БУРЕНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

**А.А. Бекен, А.Е. Ибраев, Ж.Т. Жетруов, А.С. Елемесов**

*В статье особое внимание уделяется совершенствованию подходов к выбору нагнетательных скважин на месторождениях АО НК «КазМунайГаз», особенно в условиях поздней стадии их разработки. Отмечается, что прогресс в сфере геопространственного анализа и технологий искусственного интеллекта открывает новые перспективы для автоматизации и повышения эффективности процесса определения оптимальных точек бурения.*

*Целью исследования является внедрение геопространственных аналитических методов в процесс выбора приоритетных участков для бурения нагнетательных скважин, с опорой на всесторонний анализ больших данных с использованием современных алгоритмов.*

*В исследовании применяются методы сбора и анализа геологических и производственных данных. Используются пространственные алгоритмы для проведения мультифакторного анализа, а также методы нормализации, включая скорректированный межквартильный диапазон для выявления выбросов.*

*Представлены результаты, демонстрирующие ранжирование ячеек по потенциалу бурения, выполненное на основе комплексного анализа. Каждой ячейке присваивается уникальный код, что способствует повышению точности и обоснованности принимаемых решений.*

*Сделаны выводы о значимости интеграции различных методов и подходов в процессе выбора зон бурения. Обозначены направления дальнейших исследований: анализ погрешностей в данных, учет дополнительных параметров, выявление перспективных пропластков, применение методов машинного обучения и тестирование разработанного подхода на других месторождениях.*

**Ключевые слова:** *нагнетательные скважины, подбор скважин-кандидатов, сетка разработки, ячейки, первый радиус скважин, гидродинамические исследования скважин.*

## Введение

В данной статье подчёркивается актуальность совершенствования подходов к подбору нагнетательных скважин на месторождениях АО НК «КазМунайГаз», особенно на этапах поздней стадии разработки. В этих условиях точность и эффективность выбора мест для бурения становятся критически важными, поскольку недостаточная оптимизация может привести к снижению стабильности и продуктивности добычи в долгосрочной перспективе.

Современные достижения в области геопространственного анализа и искусственного интеллекта открыли новые возможности для автоматизации процесса принятия решений, связанных с размещением нагнетательных скважин. Использование больших объёмов данных в сочетании с продвинутыми алгоритмами предоставляет инструменты для более точной оценки потенциала коллекторов и выбора оптимальных зон для бурения. Геологи и инженеры всё активнее исследуют применение алгоритмов машинного обучения и геоаналитики для повышения оперативности и обоснованности принимаемых решений.

Практические исследования подтверждают эффективность геопространственных методов в идентификации участков с благоприятными фильтрационно-емкостными характеристиками и близким расположением к существующим скважинам, что способствует предварительному отбору перспективных зон бурения [1, 2]. Алгоритмы машинного обучения, в частности модели с учителем, такие как метод опорных векторов и нейронные сети, показали способность к прогнозированию поведения коллектора, оптимизации параметров закачки и адаптации к изменяющимся геологическим условиям [3, 4].

Как отмечается в ряде публикаций [5, 6], интеграция данных в реальном времени и их применение в гидродинамическом моделировании существенно повышают эффективность систем заводнения, позволяя быстро реагировать на изменения в работе пласта и своевременно корректировать стратегии бурения.

Несмотря на достигнутые успехи, сохраняется ряд нерешённых задач. К ним относятся обработка зашумлённых и неполных данных, необходимость объединения множества разнородных критериев и целей, а также разработка интерпретируемых и надёжных моделей машинного обучения.

Учитывая ограниченность и неоднородность доступных данных, а также высокую степень их зашумлённости, применение комплексных моделей оказалось затруднительным. В связи с этим в рамках исследования был выбран метод ранжирования потенциальных зон. Основным критерием служит произведение нормированных параметров, отражающих текущее состояние разработки в предполагаемой зоне размещения нагнетательной скважины.

### **Этапы исследования**

Проведенное исследование можно разделить на три основных этапа:

1. Сбор данных. Первоначальный этап включает в себя сбор и фильтрацию необходимых данных. Качество и полнота входных данных являются чрезвычайно важными для обеспечения точности и надёжности последующих анализов.

2. Разбивка месторождения на ячейки. Второй этап заключается в разделении всей площади месторождения на участки заданного размера. На данном этапе определяется оптимальное размещение проектных точек с учётом текущего фонда скважин.

3. Оценка ячейки. Третий этап предполагает детальную оценку ячеек, выделенных на предыдущем этапе, и сравнительный анализ проектных точек на основе рассчитанного комплексного параметра, характеризующего приоритетность бурения.

### **Сбор данных**

В рамках данной статьи рассматривалось месторождение X, которое было введено в промышленную разработку в 1965 г.

В контексте юрско-мелового разреза на месторождении выделено 25 горизонтов, характеризующихся преимущественно песчано-алевролитовыми породами. Рельеф местности спокойный, равнинный. Исследования показывают, что давление насыщения на месторождении варьируется в диапазоне от 4 до 11,2 МПа, а газосодержание колеблется между 32,05 и 84,36 м³/т. Объемный коэффициент доли изменяется от 1,078 до 1,264. Пластовая нефть месторождения обладает разнообразными характеристиками: плотность варьируется от 0,7601 до 0,8352 г/см³, а вязкость находится в пределах 2,41–15,47 МПа·с.

Были собраны такие показатели месторождения, как суточная добыча нефти, суточная закачка воды и заключения гидродинамических исследований скважин (далее – ГДИС) за 3 месяца, предшествующих дате анализа. Используя собранные данные, были произведены вычисления по среднему дебиту нефти и жидкости, закачке воды, и определены условия работы скважины с низким забойным давлением.

Для подтверждения работы скважины с низким забойным давлением используется бинарный показатель. Если отношение количества заключений ГДИС с низкими динамическими уровнями к общему количеству исследований превышает пороговое значение, то скважина считается работающей с низким давлением, и ей присваивается значение критерия, равное единице, как показано на рис. 1. В противном случае скважина характеризуется удовлетворительным забойным давлением и получает показатель со значением, равным нулю. В данной работе пороговое значение для доли заключений с низким динамическим уровнем принято равным 75% (1–3):

$$q_{avg} = \frac{\sum_{j=1}^t q_j}{t} \quad (1)$$

$$i_{avg} = \frac{\sum_{j=1}^t i_j}{t} \quad (2)$$

$$lowpbh = \begin{cases} 1, & \text{if } \frac{c_{low}}{c_{all}} > 0.75 \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3)$$

где  $t$  – количество отработанных дней на текущем горизонте за 3 мес., сут;  $q$  – добыча нефти, т;  $i$  – закачка воды, м³;  $q_{avg}$  – средний дебит нефти, т/сут;  $i_{avg}$  – среднее значение приемистости, м³/сут;  $c_{low}$  – количество заключений ГДИС с низкими значениями забойных давлений, ед.;  $c_{all}$  – общее количество проведенных ГДИС, ед.;  $lowpbh$  – критерий работы скважины с низким забойным давлением.

С целью унификации потенциальных зон для бурения нагнетательных скважин рассматриваемое месторождение было поделено на равные участки. Для данного месторождения был выбран оптимальный размер ячейки, составляющий 200\*200 м при проектной плотности сетки 20 га/скв.

Проектные точки внутри ячеек размещались согласно двум вариантам. В первом варианте учитывалось лишь соответствие текущей плотности сетки скважин. Во втором варианте точки размещались с учётом текущей наземной инфраструктуры.

С целью определения оптимального с точки зрения плотности сетки скважин варианта размещения ячейки равномерно заполнялись точками с шагом в 10 м. Затем для каждой точки определялось расстояние до действующих скважин. После этого значения расстояния нормировались относительно эталонной

дистанции между скважинами и выбиралась точка с максимальным значением нормированного расстояния в ячейке.

well	horizon	rvg_gdis	otk_gdis	sum_gdis	low_pbh
0	A	12	0	93	0
1	B	14	0	95	0
2	F	0	0	94	0
3	F	0	0	92	0
4	L	82	11	93	1
...	...	...	...	...	...
3809	C	0	28	93	0
3810	E	0	0	95	0
3811	E	94	0	94	1
3812	E	0	0	94	0

**Рис. 1. Расчет критерия работы скважин с низким забойным давлением**

*well* – скважина; *horizon* – горизонт; *rvg\_gdis* – количество ГДИС с заключением «РВГ», ед.; *otk\_gdis* – количество ГДИС с заключением «ОТК», ед.; *sum\_gdis* – общее количество ГДИС, ед.; *low\_pbh* – критерий работы скважины с низким забойным давлением  
РВГ – работа с влиянием газа, ОТК – откачка

well	horizon	liquid	oil	injection	work_time_prod	work_time_inj	days_prod	days_inj	liquid_rate	oil_rate	low_pbh
0	C	3694.7	106.8	0.0	2133.1	0.0	88.9	0.0	41.6	1.2	0.0
1	A	854.7	453.2	0.0	1962.8	0.0	81.8	0.0	10.5	5.5	0.0
2	B	3094.7	217.2	0.0	2061.1	0.0	85.9	0.0	36.0	2.5	0.0
3	B	3008.9	150.3	0.0	2312.6	0.0	96.4	0.0	31.2	1.6	0.0
4	B	1515.7	211.6	0.0	2204.8	0.0	91.9	0.0	16.5	2.3	0.0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
4942	D	4833.5	207.5	0.0	2155.3	0.0	89.8	0.0	53.8	2.3	0.0
4943	A	0.0	0.0	13097.5	0.0	1655.0	0.0	69.0	NaN	NaN	NaN
4944	B	5116.3	539.4	0.0	2180.1	0.0	90.8	0.0	56.3	5.9	0.0
4945	A	2130.0	987.6	0.0	2273.2	0.0	94.7	0.0	22.5	10.4	0.0
4946	F	884.0	510.0	0.0	2083.8	0.0	86.8	0.0	10.2	5.9	0.0

**Рис. 2. Расчет производственных показателей за 3 мес. для действующего фонда скважин**

*liquid* – добыча жидкости, м<sup>3</sup>; *oil* – добыча нефти, т; *injection* – закачка воды, м<sup>3</sup>; *work\_time\_prod* – время работы добычи, ч; *work\_time\_inj* – время работы нагнетания, ч; *days\_prod* – количество дней добычи, сут; *days\_inj* – количество дней нагнетания, сут; *liquate\_rate* – дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут; *oil\_rate* – дебит нефти, т

### Разбивка месторождения на ячейки

Размещение с учётом наземной инфраструктуры определялось с помощью библиотеки Georandas и программного языка Python. Данные по инфраструктуре в формате Shapely были импортированы в проект и преобразованы в полигоны. По умолчанию для каждого объекта была добавлена буферная зона, равная

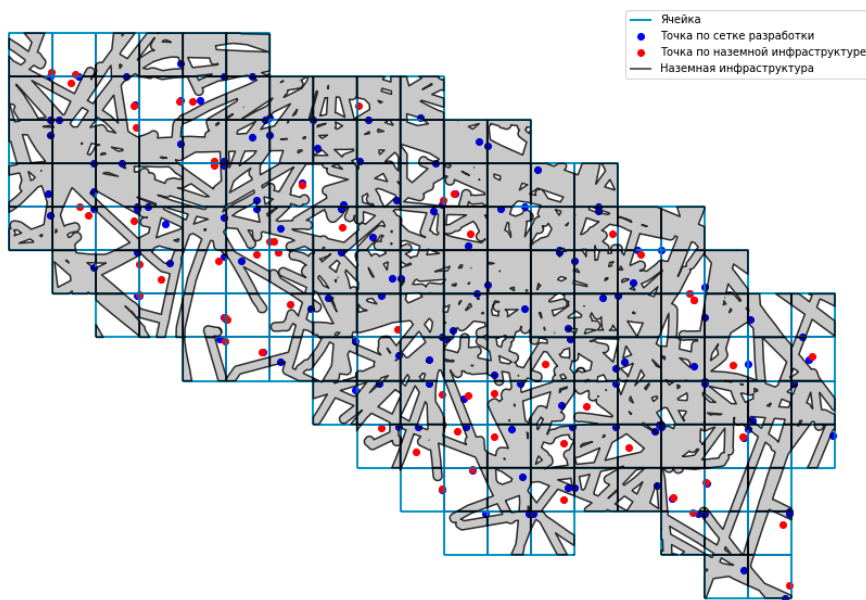


20 м, которая в будущем может изменяться в зависимости от типа объекта. Для каждой точки также добавляется буферная зона в 25 м, условно обозначающая размещение буровой установки. Проверка соответствия точек наземной инфраструктуре выполняется путем наложения полигонов вокруг точек и объектов. В случае пересечения полигонов точка исключается из дальнейшего рассмотрения. Поскольку в одной ячейке может быть множество точек, подходящих по инфраструктуре, в качестве итогового результата принимается точка, являющаяся наиболее близкой к ранее выявленной оптимальной точке, согласно сетке разработки в рассматриваемой ячейке.

Таким образом, возможны три варианта размещения точек в ячейке:

- найдена оптимальная точка по сетке разработки, но отсутствует точка по наземной инфраструктуре;
- найдена оптимальная точка по сетке разработки и точка по наземной инфраструктуре, при этом эти точки не совпадают;
- найдена оптимальная точка по сетке разработки и точка по наземной инфраструктуре, при этом эти точки совпадают.

На рис. 3 представлена карта, на которой показаны полигоны, созданные вокруг объектов наземной инфраструктуры, а также точки размещения проектных скважин в ячейках. Красным цветом выделены оптимальные точки по сетке разработки, синим цветом – оптимальные точки по наземной инфраструктуре.



**Рис. 3. Карта наземной инфраструктуры и ячеек с потенциальными точками бурения**

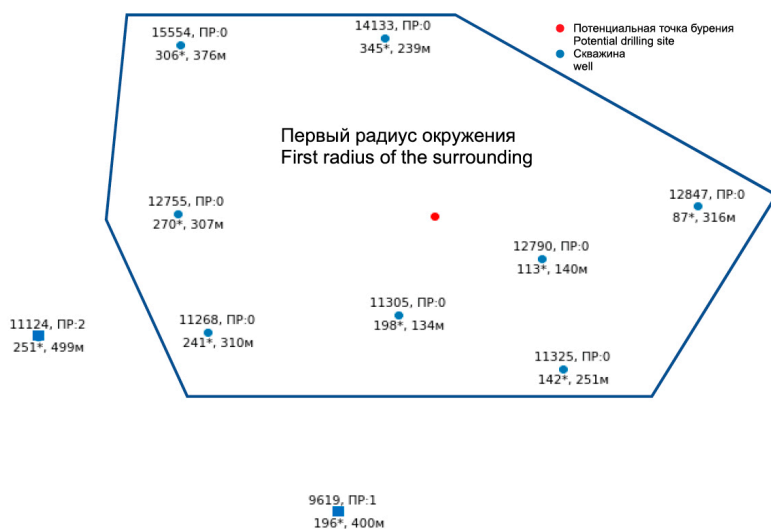
### **Оценка ячеек**

Для оценки ячеек необходимо рассчитать набор параметров и провести их нормализацию. Параметры ячеек рассчитывались на основе данных скважин первого окружения.

Определение скважин первого радиуса окружения для проектных точек состояло из нескольких шагов. В общий список скважин окружения попали все

действующие скважины в радиусе 500 м вокруг проектной точки. Далее проводилось сравнение параметров каждой скважины с остальными скважинами из общего списка. Рассматриваемая скважина относилась к первому радиусу в двух случаях:

- если отрезок от проектной точки до рассматриваемой скважины не пересекает отрезок до сравниваемой скважины, то рассматриваемая скважина относилась к первому радиусу;
- в случае пересечения отрезков, если отрезок от проектной точки до рассматриваемой скважины меньше, чем отрезок до сравниваемой скважины, то рассматриваемая скважина относилась к первому радиусу.



**Рис. 4. Определение скважин первого радиуса окружения**  
*ПР – Первый радиус окружения*

На рис. 4 можно отметить, что показатель «ПР» у скважин с индексами 11124 и 9619 больше 1, следовательно, в первый радиус окружения данные скважины не войдут.

По данным скважин первого радиуса вычисляются средние и интегральные параметры ячеек:

- количество добывающих скважин;
- количество нагнетательных скважин;
- количество проектных скважин;
- доля скважин, работающих с низким забойным давлением;
- сумма добычи скважин;
- сумма закачки скважин;
- сумма дебитов жидкости и нефти скважин;
- сумма дней работы скважин;
- средний дебит жидкости, нефти (4);
- средний темп закачки (5);
- средняя обводненность (6);
- компенсация (7).

$$q_{avg} = \frac{\sum_{w=i}^{n_{well}} Q_w}{\sum_{w=i}^{n_{well}} t_w} \quad (4)$$

$$i_{avg} = \frac{\sum_{w=i}^{n_{well}} I_w}{\sum_{w=i}^{n_{well}} t_w} \quad (5)$$

$$wc_{avg} = \left( 1 - \frac{\frac{\sum_{w=i}^{n_{well}} Q_{oilw}}{\rho}}{\sum_{w=i}^{n_{well}} Q_{liqw}} \right) * 100 \quad (6)$$

$$c_{avg} = \frac{\sum_{w=i}^{n_{well}} I_w}{\sum_{w=i}^{n_{well}} Q_{liqw}} \quad (7)$$

где  $n_{well}$  – количество скважин первого окружения, ед.;  $t$  – количество отработанных дней на текущем горизонте скважины за 3 мес., сут;  $w$  – скважина;  $Q$  – добыча нефти скважины за 3 мес., т;  $q$  – средний дебит нефти, т/сут;  $I$  – закачка воды за 3 мес., м<sup>3</sup>;  $i$  – средняя приемистость, м<sup>3</sup>/сут;  $\rho$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>;  $wc_{avg}$  – средняя обводненность, %;  $c$  – компенсация.

При проведении нормализации данных, включая такие параметры, как средний дебит, общая сумма дебитов и коэффициент обводненности, обычно возникают распространенные проблемы с выбросами, которые представляют собой аномальные значения, выходящие за пределы основных данных. Это может существенно исказить среднее арифметическое и размах, что в свою очередь может повлиять на анализ и результаты. Для решения этой проблемы предлагается заменить размах на интервал, в котором будут находиться основные данные, и затем провести масштабирование данных относительно этого интервала. Такой подход позволит избежать искажений, вызванных выбросами, и более точно представить данные для последующего анализа и интерпретации.

Наиболее распространенным методом автоматического определения выбросов является межквартильный метод. Его принцип заключается в том, что значения, которые находятся за пределами 1,5 межквартильных диапазонов (далее – IQR) от первого квартиля или третьего квартиля, считаются выбросами.

Однако, когда у распределения данных есть длинные «хвосты», слишком много информации может попасть в категорию «выбросов» – до 7% от общего числа данных. Это может повлиять на точность анализа и привести к неверным выводам. Симметричность межквартильного метода является ещё одной существенной проблемой. Полученный «доверительный интервал» (1,5\*IQR) одинаков для как для малых, так и для больших значений признака. Это означает, что многие аномалии с «короткой» стороны распределения могут быть скрыты этим интервалом.

По причине того, что данные не распределены нормально, использование метода IQR для их нормализации может быть некорректным. В связи с этим был применён другой метод для вычисления доверительного интервала – скорректированная диаграмма размаха для асимметричных распределений. Данный метод использует медианное отношение (medcouple MC), которое измеряет асимметрию одномерного распределения [7] (8–12):

$$MC = \text{median} \{h(x_i, x_j)\}, x_i < Q_2 < x_j \quad (8)$$

$$h(x_i, x_j) = \frac{((x_j - Q_2) - (Q_2 - x_i))}{x_j - x_i} \quad (9)$$

$$[min, max] = \begin{cases} [Q_1 - 1.5e^{-4MC} IQR; Q_3 + 1.5e^{3MC} IQR], & \text{if } MC > 0 \\ [Q_1 - 1.5e^{-3MC} IQR; Q_3 + 1.5e^{4MC} IQR], & \text{if } MC < 0 \end{cases} \quad (10)$$

$$IQR = Q_3 - Q_1$$

$$x_{ni} = \begin{cases} 1, & \text{if } x_i > max \\ \frac{x_i - min}{max - min}, & \text{if } max \leq x_i \leq max \\ 0, & \text{if } x_i < min \end{cases} \quad (11)$$

$$(12)$$

sector	horizon	date	liquid	oil	injection	days_prod	days_inj	sum_liquid_rate	sum_oil_rate	count_prod_wells	count_inj_wells
1155		2022-06-01	4126.34	1135.43	0.00	85.82	0.00	48.08	13.23	1.0	0.0
1156		2022-06-01	4126.34	1135.43	0.00	85.82	0.00	48.08	13.23	1.0	0.0
1157		2022-06-01	4126.34	1135.43	16925.15	85.82	85.55	48.08	13.23	1.0	1.0
1158		2022-06-01	7836.97	1503.08	16925.15	177.65	85.55	88.49	17.23	2.0	1.0
1159		2022-06-01	3710.63	367.64	16925.15	91.82	85.55	40.41	4.00	1.0	1.0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
23535		2022-06-01	2968.17	1418.90	8045.00	90.54	91.00	32.78	15.67	1.0	1.0
count_inj_wells	count_proj_wells	count_low_pbh_wells	fraction_well_low_pbh		avg_liquid_rate	avg_wc	avg_oil_rate	avg_injection_rate	compensation		
0.0		0.0	0.0		48.08	67.20	13.23	NaN	0.00		
0.0		0.0	0.0		48.08	67.20	13.23	NaN	0.00		
1.0		0.0	0.0		48.08	67.20	13.23	197.84	4.10		
1.0		0.0	0.0		44.11	77.14	8.46	197.84	2.16		
1.0		0.0	0.0		40.41	88.19	4.00	197.84	4.56		
...		...	...		...	...	...	...	...		
1.0		0.0	1.0		32.78	43.02	15.67	88.41	2.71		

**Рис. 5. Параметры ячеек**

sector – сектор; date – дата расчета; sum\_liquate\_rate – сумма дебита жидкости, м³/сут; sum\_oil\_rate – сумма дебита нефти, т; count\_prod\_wells – количество добывающих скважин, ед.; count\_inj\_wells – количество нагнетательных скважин, ед.; count\_proj\_wells – количество проектных скважин, ед.; count\_low\_pbh\_wells – количество скважин работающих с низким забойным давлением, ед.; fraction\_well\_low\_pbh – соотношение количества скважин, работающих с низким давлением, и количества скважин окружения; avg\_liquid\_rate – средний дебит жидкости, м³/сут; avg\_wc – средняя обводненность, %; avg\_oil\_rate – средний дебит нефти, т/сут; avg\_injection\_rate – средняя приемистость, м³/сут; compensation – компенсация

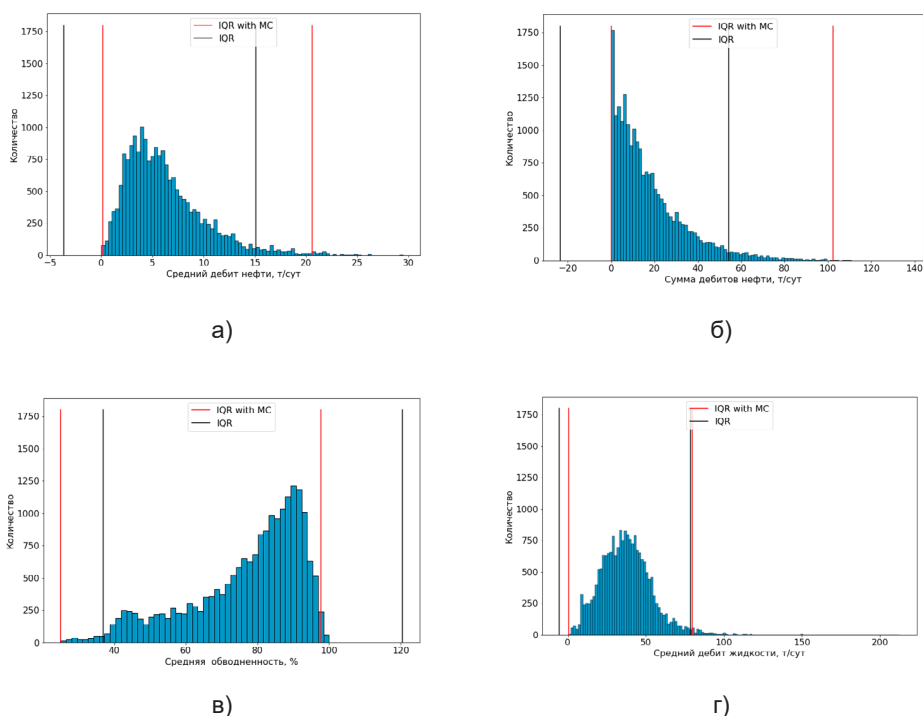
На рис. 6 (г) наглядно видно, что границы доверительных интервалов двух методов совпадают. Однако в случае экспоненциальных распределений или распределений с выраженными хвостами, как показано на рис. 6 (а–в), наблю-

дается различие между максимальными и минимальными значениями. Метод IQR действительно сокращает длинные «хвосты». Например, по этому методу максимальный дебит составлял бы 15 т/сут, в то время как по скорректированному методу значение составило бы 20 т/сут.

Для компенсации было решено установить максимально допустимое значение, принятое на уровне 120%, минимальное значение – 0%. Это решение обусловлено тем, что, если бы использовались максимальные значения, такие как 4000 или 6,1 (по границе), в этот интервал попало бы много выбросов. Что касается количества нагнетательных скважин, максимально допустимое число было определено как наибольшее значение в выборке, а минимальное значение было установлено равным 0. Это позволяет учесть разнообразие значений и обеспечить корректное определение интервала для данной характеристики.

Обводненность и количество нагнетательных скважин являются обратными величинами: чем больше значения данных параметров, тем хуже оценка ячейки. Следовательно, была применена следующая формула (13):

$$x_{ni} = 1 - x_{ni} \quad (13)$$



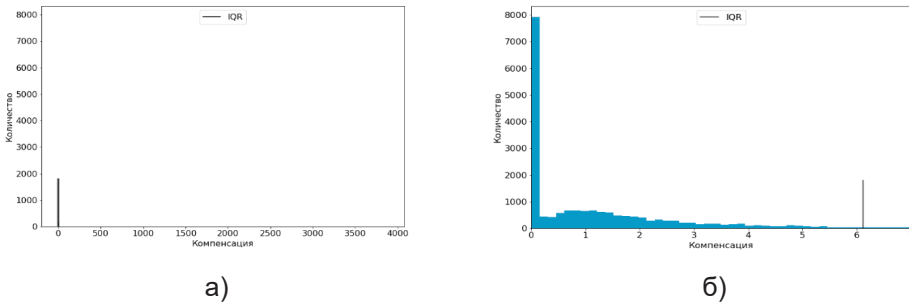
**Рис. 6. Распределение с границами интервала доверия двух методов**  
а) *средний дебит нефти*; б) *сумма дебитов нефти*; в) *средняя обводненность*;  
г) *средний дебит жидкости*

Для того, чтобы построить рейтинг зон, подходящих под нагнетание, была использована результирующая переменная, по которой ранжировались зоны. Данная переменная – это произведение нормированных признаков: суммы де-

битов, компенсации, количества нагнетательных скважин и доли скважин, работающих с низким забойным давлением.

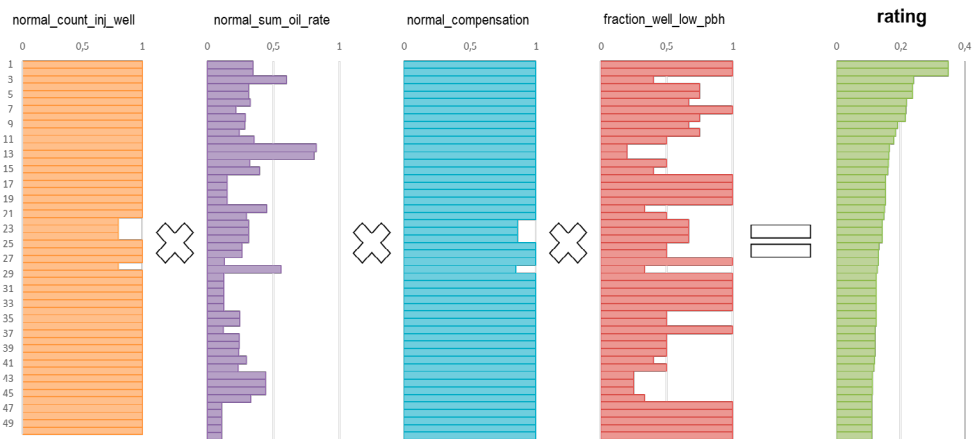
Каждой ячейке присваивается специальный код, который указывает на её пригодность с точки зрения разработки или инфраструктуры. Всего существует 7 различных кодов, из которых 4 связаны с уровнем средней компенсации в буферной зоне. При этом приоритетность кодов увеличивается по мере убывания значения кода:

- 1 – компенсация менее 80%;
- 2 – компенсация менее 120%;
- 3 – компенсация более 120%;
- 4 – отсутствует добыча;
- 5 – в ячейке возможны возвраты с других горизонтов;
- 6 – в ячейке присутствуют действующие скважины;
- 7 – в ячейке присутствуют проектные скважины.



**Рис. 7. Распределение компенсации**

а) исходное, включающее все значения; б) скорректированное, ограниченное границами доверительного интервала



**Рис. 8. 50 наиболее подходящих секторов по точке сетки разработки**

*normal\_count\_inj\_well* – нормированная и обратная величина количества нагнетательных скважин; *normal\_compensation* – нормированная компенсация; *rating* – итоговый показатель ранжирования



Эти коды будут дополнительно служить для ранжирования окончательной переменной. В начале списка будут располагаться зоны с кодами от 1 до 4, отсортированные по заключительному параметру. Затем идут зоны с кодами 5 и 6, а в конце списка будут зоны с кодом 7.

Рис. 10 иллюстрирует карту секторов, которая была упорядочена по рейтингу, где числа внутри ячейки указывают на ранг сектора на данном горизонте. Важно отметить, что синие ячейки, представляющие области без добычи, совпадают с краевыми секторами.

sector	horizon	normal_count_inj_wells	code_inj	normal_sum_oil_rate	normal_avg_wc	normal_compensation	fraction_well_low_pbh	rating
4762	E	1.0	1.0	0.348517	0.210898	1.0	1.000000	0.349
5001	E	1.0	1.0	0.348517	0.210898	1.0	1.000000	0.349
7374	F	1.0	1.0	0.600674	0.720493	1.0	0.400000	0.240
19252	L	1.0	1.0	0.315385	0.724863	1.0	0.750000	0.237
19492	L	1.0	1.0	0.315385	0.724863	1.0	0.750000	0.237
14005	H	1.0	1.0	0.326159	0.744240	1.0	0.666667	0.217
13765	H	1.0	1.0	0.216249	0.776156	1.0	1.000000	0.216
12403	C	1.0	1.0	0.287168	0.646142	1.0	0.750000	0.215
16642	B	1.0	1.0	0.286520	0.319728	1.0	0.666667	0.191
15446	H	1.0	1.0	0.244514	0.696063	1.0	0.750000	0.183
18767	L	1.0	1.0	0.355890	0.430330	1.0	0.500000	0.178
5723	C	1.0	1.0	0.827396	0.672050	1.0	0.200000	0.165
12371	K	1.0	1.0	0.811503	0.555104	1.0	0.200000	0.162
6442	C	1.0	1.0	0.322870	0.527399	1.0	0.500000	0.161
18768	L	1.0	1.0	0.397337	0.449755	1.0	0.400000	0.159
23536	I	1.0	1.0	0.152847	0.752765	1.0	1.000000	0.153
23773	I	1.0	1.0	0.152847	0.752765	1.0	1.000000	0.153
23774	I	1.0	1.0	0.152847	0.752765	1.0	1.000000	0.153
23775	I	1.0	1.0	0.152847	0.752765	1.0	1.000000	0.153
5965	C	1.0	1.0	0.450227	0.864142	1.0	0.333333	0.150

**Рис. 9. Топ-20 секторов по точке сетке разработки**  
*code\_inj* – код ячейки; *normal\_sum\_oil\_rate* – нормированная сумма дебитов;  
*normal\_avg\_wc* – нормированная средняя обводненность

## Выводы и дальнейшие перспективы исследования

В данном исследовании рассмотрен подход к оценке зон бурения нагнетательных скважин, основанный на анализе показателей функционирования существующего фонда скважин. Особое внимание уделено алгоритмам сбора и обработки данных, аналитическим процедурам, а также разработке методик для определения наиболее перспективных участков для бурения.

Методы нормализации и выявления выбросов играют ключевую роль в обеспечении точности аналитических выводов. Среди них наиболее эффективным для работы с данными различного распределения признан метод скорректированного межквартильного диапазона.

Введение системы кодирования ячеек позволило дополнительно структурировать результаты ранжирования, повысив информативность итоговой оценки и улучшив обоснованность принятия решений.

Несмотря на высокий потенциал автоматизации процесса подбора зон для бурения нагнетательных скважин, остаётся ряд нерешённых задач. В дальнейшем предполагается реализовать следующие направления развития:

- расширение анализа на уровень всего месторождения, а не ограничение одним продуктивным горизонтом;

- включение дополнительных характеристик ячеек с оценкой их влияния на результат ранжирования, в том числе параметров неоднородности коллекторов и других геолого-геофизических факторов;
- выявление наиболее эффективных пропластков в соседних добывающих скважинах для обоснования проектирования взрывных работ;
- апробация предложенного подхода на других месторождениях АО НК «КазМунайГаз»;
- применение методов машинного обучения для выявления скрытых закономерностей, влияющих на выбор зон бурения.

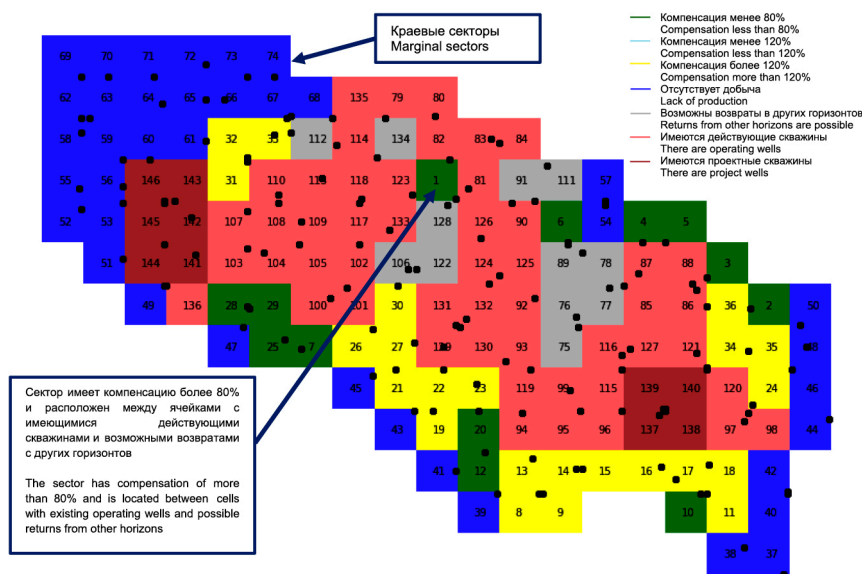


Рис. 10. Секторы на X горизонте

Таким образом, проведённая работа предлагает новые инструменты и подходы для автоматизированного определения оптимальных точек бурения нагнетательных скважин и закладывает основу для дальнейшего совершенствования методов геоаналитики в нефтедобыче.

### Список использованной литературы

1. Wei B. Well Production Prediction and Visualization Using Data Mining and Web GIS: master's thesis. Calgary: University of Calgary, 2016. doi:10.11575/PRISM/28686.
2. Xu X., Shao Y., Fu J., et al. The Application of GIS in The Digital Oilfield Construction. – 2nd International Conference on Computer Science and Electronics Engineering, 2013. Режим доступа: <https://www.atlantispress.com/proceedings/iccsee-13/4443>. Дата обращения 12.08.2023.
3. Khan H., Srivastav A., Kumar Mishra A., Anh Tran T. Machine learning methods for estimating permeability of a reservoir. – Int J Syst Assur Eng Manag., 2022, vol. 13, p. 2118-2131. doi:10.1007/s13198-022-01655-9.

4. Ruizhi Z., Cyrus S., Ray J. Machine learning for drilling applications: A review. – Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2022, vol. 108. doi:10.1016/j.jngse.2022.104807.
5. Ramzey H., Badawy M., Elhosseini M., A. Elbaset A. I2OT-EC: A Framework for Smart Real-Time Monitoring and Controlling Crude Oil Production Exploiting IIOT and Edge Computing. – Energies, 2023, vol. 16, N 4. doi:10.3390/en16042023.
6. Schiozer D.J., Souza dos Santos A.A., Graça Santos S.M., Von Hohendorff Filho J.C. Model-based decision analysis applied to petroleum field development and management // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles, 2019, vol. 74. doi:10.2516/ogst/2019019.
7. Hubert M., Vandervieren E. An adjusted boxplot for skewed distributions. – Computational Statistics & Data Analysis, 2008, vol. 52, N 1, p. 5186–5201. doi:10.1016/j.csda.2007.11.008.

## **АЙДАУ ҰҢҒЫМАЛАРЫН БҰРҒЫЛАУ АЙМАҚТАРЫН АНЫҚТАУ ҮШІН ГЕОКЕҢІСТІКТІК ТАЛДАУДЫ ҚОЛДАНУ**

**А.А. Бекен, А.Е. Ибраев, Ж.Т. Жетруов, А.С. Елемесов**

*Мақалада “ҚазМұнайГаз” ҰК АҚ кен орындарында, әсіресе оларды игерудің кеш сатысында айдау ұңғымаларын таңдау тәсілдерін жетілдіруге ерекше назар аударылады. Геокеңістіктік талдау және жасанды интеллект технологиялары саласындағы прогресс бұрғылаудың оңтайлы нүктелерін анықтау процесінің тиімділігін Автоматтандыру және арттыру үшін жаңа перспективалар ашатыны атап өтілді.*

*Зерттеудің мақсаты заманауи алгоритмдерді қолдана отырып, үлкен деректерді жан-жақты талдауға сүйене отырып, айдау ұңғымаларын бұрғылау үшін басым учаскелерді таңдау процесіне геокеңістіктік аналитикалық әдістерді енгізу болып табылады.*

*Зерттеу геологиялық және өндірістік деректерді жинау және талдау әдістерін қолданады. Мультифакторлық талдау жүргізу үшін кеңістіктік Алгоритмдер, сондай-ақ шығарындыларды анықтау үшін түзетілген квартиль-ралық диапазонды қоса алғанда, қалыпқа келтіру әдістері қолданылады.*

*Кешенді талдау негізінде орындалған бұрғылау потенциалы бойынша ұяшықтардың рейтингін көрсететін нәтижелер ұсынылған. Әрбір ұяшыққа қабылданған шешімдердің дәлдігі мен дұрыстығын арттыруға ықпал ететін бірегей код беріледі.*

*Бұрғылау аймақтарын таңдау процесінде әртүрлі әдістер мен тәсілдерді біріктірудің маңыздылығы туралы қорытындылар жасалды. Әрі қарайғы зерттеу бағыттары көрсетілген: деректердегі қателіктерді талдау, қосымша параметрлерді есепке алу, перспективалы пропластиктерді анықтау, Машиналық оқыту әдістерін қолдану және басқа кен орындарында әзірленген тәсілді сынау.*

**Түйінді сөздер:** айдау ұңғымалары, кандидат-ұңғымаларды іріктеу, игеру торы, ұяшықтар, ұңғымалардың бірінші радиусы, ұңғымаларды гидродинамикалық зерттеу.

## Информация об авторах

**Бекен Айдана Асқарқызы** – инженер службы цифровизации разработки месторождений, [a.beken@kmge.kz](mailto:a.beken@kmge.kz)

**Ибраев Актан Ермакович** – эксперт службы цифровизации разработки месторождений, [ak.ibrayev@kmge.kz](mailto:ak.ibrayev@kmge.kz)

**Жетруов Жасулан Талгатбекович** – руководитель службы цифровизации разработки месторождений, [zh.zhetruov@kmge.kz](mailto:zh.zhetruov@kmge.kz)

**Елемесов Азамат Серикович** – директор департамента нефтяного инжиниринга, [ayelemessov@kmge.kz](mailto:ayelemessov@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», Астана, Казахстан

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ УПЛОТНЕНИЯ СЕТКИ СКВАЖИН В ЗОНЕ ЗАКАЧКИ ВОДЫ

**Е.Е. Маннанов, А.М. Курбанбаева, Е.А. Кармагамбетов**

*В данной статье описывается опыт применения технологии уплотнения сетки скважин в качестве одного из эффективных методов повышения нефтеотдачи на месторождении Каражанбас. Авторы дают краткую характеристику применения технологии, а также анализируют, каким образом уплотнение сетки скважин позволило увеличить нефтеотдачу.*

**Ключевые слова:** уплотнение сетки, уплотняющие скважины, вовлечение запасов, ВНС (водоагнетательные скважины), закачка воды.

В настоящее время основная технология разработки нефтяных залежей связана с вытеснением нефти водой при непрерывности процесса. Разработка с непрерывным вытеснением нефти по оценкам ученых, обеспечивает коэффициент извлечения нефти в среднем 0,38-0,41, т.е. более 60% геологических запасов остаются в пластах.

В связи с этим в процессе разработки нефтяных месторождений в широком масштабе проводятся работы по уплотнению первоначальной плотности сетки скважин.

### **Применение технологии уплотнения сетки скважин в зоне закачки воды**

Реализация технологии уплотнения сетки скважин на месторождении Каражанбас начата в декабре 2019 г. По состоянию на 01.07.2024 г. введено 170 уплотняющих скважин, в том числе 144 скважины в зоне закачки воды (Центральный участок) и 26 скважин в зоне закачки пара (Восточный участок).

На рис. 1 представлена динамика распределения ввода новых скважин по годам. По состоянию на 01.07.2024 г. доля уплотняющих скважин составляет 32%, в том числе 13% в зоне закачки воды и 19% в зоне закачки пара. Наибольшее количество уплотняющих скважин введено в 2021 г., доля уплотняющих скважин составила 55%, из них 47% в зоне закачки воды и 8% в зоне закачки пара. На приведенном рисунке можно заметить, что с каждым годом бурение уплотняющих скважин в зоне закачки воды уменьшается, а в зоне закачки пара – растет.

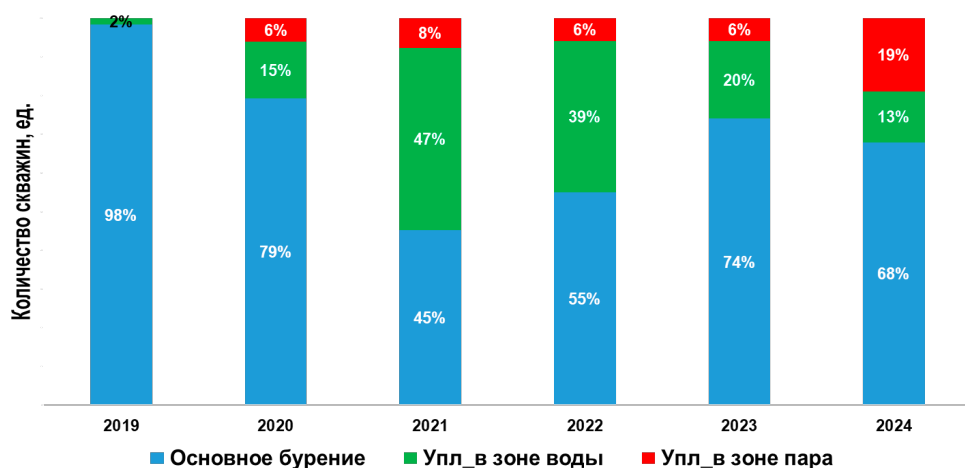


Рис. 1. Динамика ввода новых скважин

#### Анализ текущих показателей уплотняющих скважин в зоне закачки воды

На Центральном участке, где основным агентом закачки является вода, в период с 2019 по 01.07.2024 г. введено 144 уплотняющие скважины. Накопленная добыча жидкости и нефти уплотняющих скважин на Центральном участке составляет 1777 и 229,1 тыс. т. Средний дебит жидкости и нефти составляет 17,9 т/сут и 2,3 т/сут, обводненность – 87%.

На рис. 2 приведена начальная сетка и текущая сетка с уплотняющими скважинами на Центральном участке. Как видно из рисунка, после формирования новой сетки с целью поддержания пластового давления и с целью увеличения отбора жидкости в добывающих скважинах часть вновь пробуренных уплотняющих скважин предусматривалась для перевода под закачку.

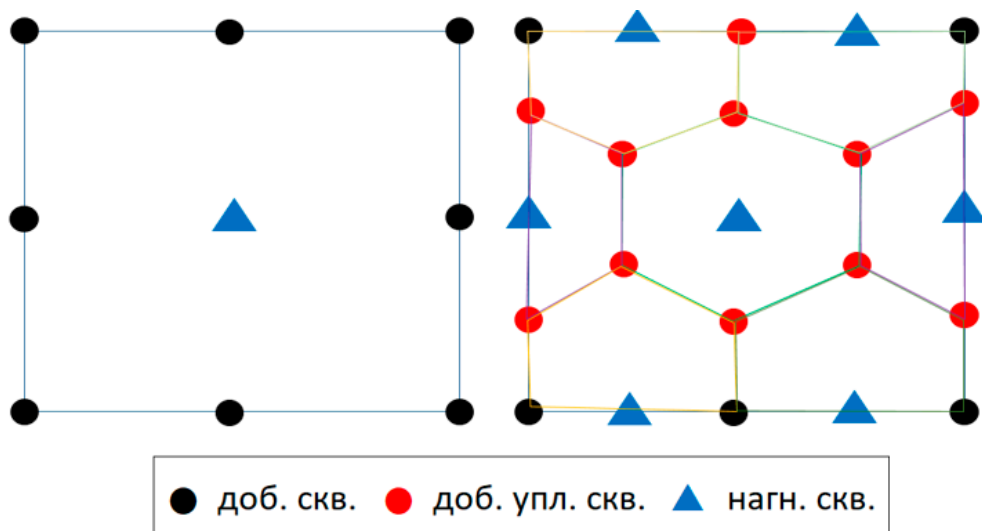
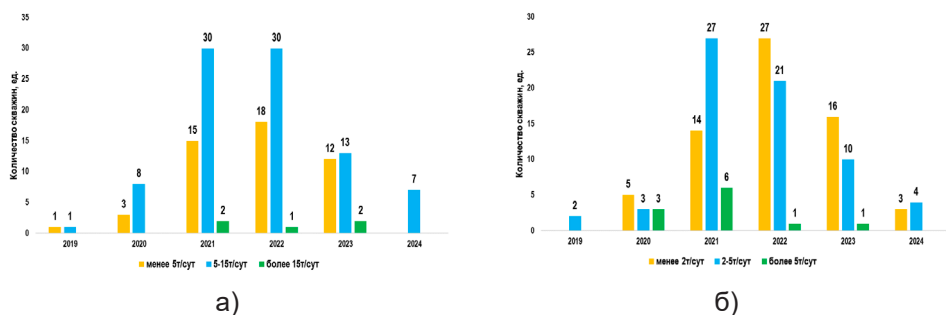


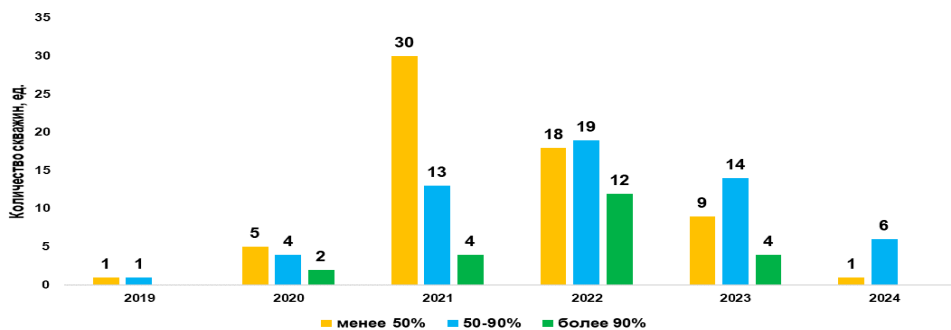
Рис. 2. Схема расположения скважин до и после уплотнения

Расстояние между добывающими скважинами до уплотнения составило 180 м, расстояние после уплотнения сетки – 106 м.

В отличие от ранее пробуренных скважин, в уплотняющих скважинах перфорирована не вся нефтенасыщенная толщина пласта. Если в ранее пробуренных скважинах перфорированная толщина составляла более 15 м, то в уплотняющих скважинах перфорированная толщина составляет 2 м и более, что составляет 50-70% от всей общей толщины пласта. Вскрытие только верхней части нефтенасыщенного пласта связано с обводнением нижней части в ранее пробуренных скважинах, в связи с чем из-за риска обводнения новых скважин перфорируются верхние интервалы, при этом средняя обводненность в ранее пробуренных скважинах составляет порядка 95%.



**Рис. 3. Распределение по начальному дебиту жидкости и нефти**  
а) по жидкости; б) по нефти



**Рис. 4. Распределение по начальной обводненности**

На рис. 3 и 4 приведены начальные показатели уплотняющих скважин в зоне закачки воды. Как видно из рисунков, основная часть уплотняющих скважин введена в 2021-2022 гг. с начальным дебитом жидкости в диапазоне от 5 до 15 т/сут, с начальным дебитом жидкости менее 5 т/сут введено 49 скважин, а в 5 скв. наблюдается дебит жидкости более 15 т/сут.

С начальным дебитом нефти более 5 т/сут введено 11 скважин, с дебитом нефти менее 2 т/сут введено 65 скважин, основная часть уплотняющих скважин (67 скв.) введена с начальным дебитом нефти в диапазоне от 2 до 5 т/сут.

С начальной обводненностью более 90% введено 22 уплотняющих скважины, с обводненностью от 50% до 90% введено 57 уплотняющих скважин. Основ-



ная часть (64 скв.) уплотняющих скважин введена с начальной обводненностью менее 50%.

С каждым годом наблюдается снижение количества уплотняющих скважин с начальным дебитом нефти более 5 т/сут, с начальной обводненностью менее 50%. За последний год введено 7 скважин, из которых 3 введены с начальным дебитом нефти менее 2 т/сут и 6 скважин с обводненностью более 50%.

Анализ скважин, которые были введены с высокой обводненностью показал, что основной причиной высокой начальной обводненности является бурение скважин в зоне высокой накопленной закачки.

К примеру, добывающая скважина 8135 расположена на расстоянии 87 м от нагнетательной скважины 392, в которую в период с 1987 г. по настоящее время было закачено 396,0 тыс. т пара и 421,8 тыс. м<sup>3</sup> воды.

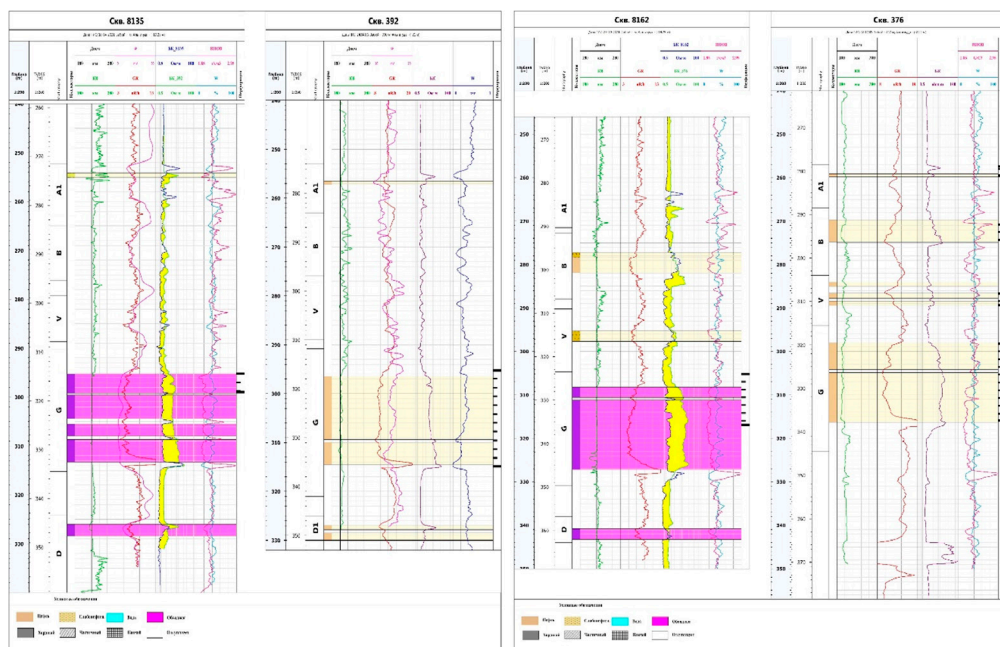


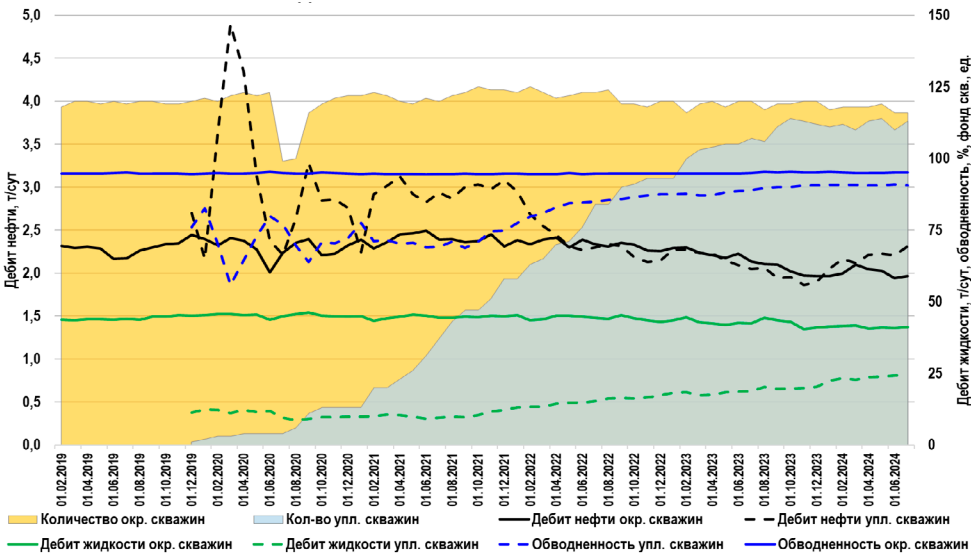
Рис. 5. Корреляционная схема добывающих скважин 8135 и ВНС 392 и 376

На рис. 5 представлена корреляционная схема уплотняющих скважин 8135 и 8162 с влияющими нагнетательными скважинами. По данным кривых сопротивления можно отметить, что показатели уплотняющих скважин ухудшились по сравнению с начальными показателями скважины 392 и 376. Предполагаемое ухудшение пласта связано с промывкой закачиваемой водой и истощением запасов в районе данных скважин.

На рис. 6 представлена динамика дебита жидкости, нефти и обводненности по уплотняющим скважинам и по ранее пробуренным скважинам Центрального участка.

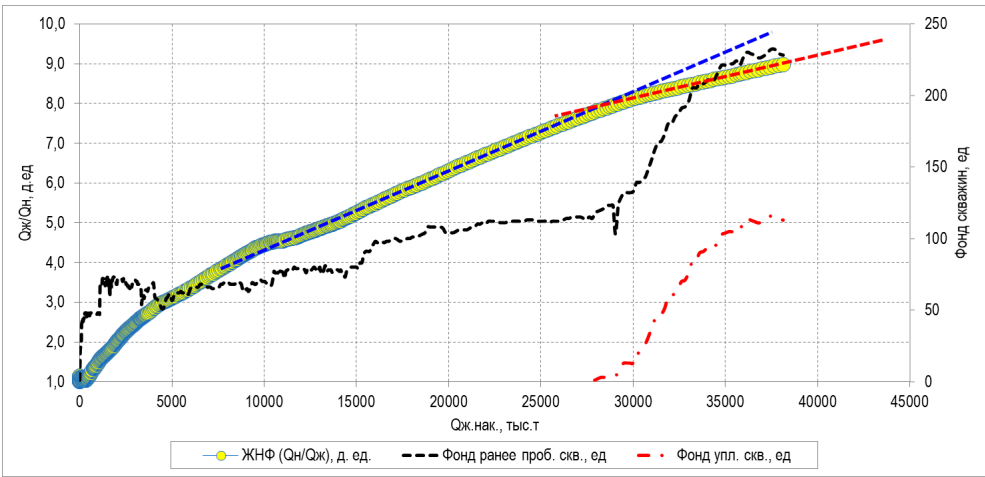
Как видно из графика начальный дебит жидкости уплотняющих скважин в 3 раза меньше дебита жидкости ранее пробуренных скважин, начальная обводненность уплотняющих скважин составила 76%, при обводненности 95% в ранее пробуренных скважинах. Начальный дебит нефти в уплотняющих сква-

жинах в пределах дебита нефти в ранее пробуренных скважинах (в районе 2,5 т/сут). Высокий показатель дебита нефти показывают 2 скважины, в которых после ввода наблюдается высокий дебит нефти.



**Рис. 6. Динамика технологических показателей уплотняющих скважин Центрального участка**

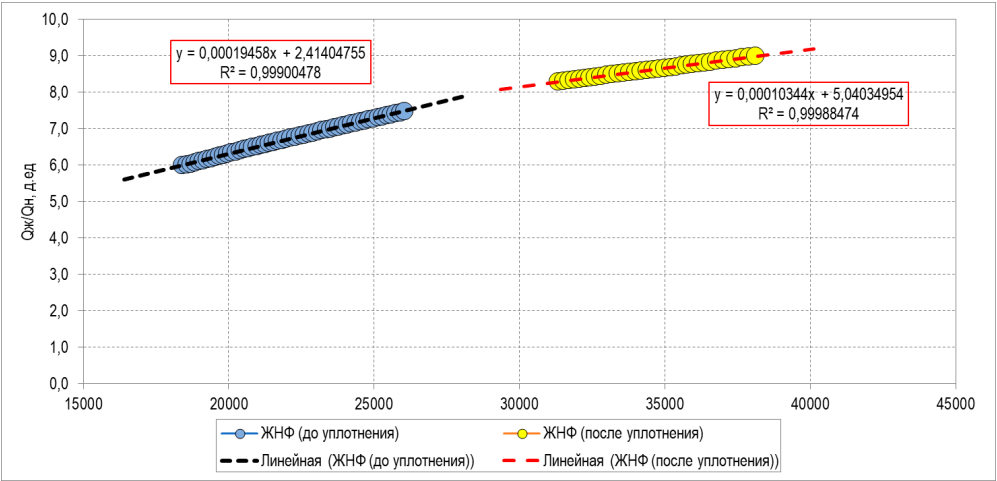
С увеличением фонда уплотняющих скважин наблюдается рост дебита жидкости и обводненности. На дату анализа средний дебит жидкости и нефти по ранее пробуренным скважинам составляет 41,2 т/сут и 1,96 т/сут соответственно, обводненность составляет 95%. Средний дебит жидкости и нефти по уплотняющим скважинам составляет 24,4 т/сут и 2,3 т/сут соответственно, обводненность 91%.



**Рис. 7. Характеристика вытеснения зоны уплотнения Центрального участка**

С августа 2022 года наблюдается снижение дебита жидкости и нефти в ранее пробуренных скважинах, предполагаемое снижение показателей связано с интерференцией.

Авторами статьи была также выполнена оценка вовлеченных запасов по участку уплотнения на основе характеристики вытеснения Сипачева-Посевича.



**Рис. 8. Сравнение участков кривой до и после внедрения технологии уплотнения сетки скважин**

Анализ поведения кривой показывает, что до начала применения технологии уплотнения величина вовлеченных запасов составляла 4040,7 тыс. т.

Внедрение технологии уплотнения позволило увеличить вовлеченные запасы в 1,8 раза – до 7 211,3 тыс. т или на 3 170,6 тыс. т (табл. 1).

С целью оценки экономической эффективности уплотнения на Центральном участке был выполнен расчет фактических и прогнозных показателей по уплотняющим скважинам.

**Табл. 1. Вовлеченные запасы до и после уплотнения**

Период	a	b	Обводненность, %	Вовлеченные запасы
До уплотнения	0,0001946	2,284	0,98	4040,7
После уплотнения	0,0001034	3,228		7211,3

В табл. 2 представлены результаты экономической эффективности участка уплотнения. В результате расчетов были получены оптимальные показатели, которые характеризуются следующими значениями: прогнозируемый объем добычи нефти – 1 336,7 тыс. т, размер накопленного дисконтированного денежного потока (NPV) за расчетный период – 41 180,6 млн. тенге, дисконтированный срок окупаемости (DPP) – 3,8 лет, показатель индекса доходности (PI) – 2,0 д. ед.

**Табл. 2. Результаты оценки экономической эффективности**

№ п/п	Наименование показателей	един. изм.	Значение показателей
1	Рентабельный период	годы	2019 – 2039
2	Добыча нефти	тыс. т	1 336,7
3	Выручка от реализации продукции	млн. тг.	176 605,6
4	Эксплуатационные затраты	млн. тг.	59 623,2
5	Капитальные вложения	млн. тг.	41 726,2
6	Потоки денежной наличности	млн. тг.	75 256,2
7	Дисконтированные денежные потоки (15%)	млн. тг.	41 180,6
8	Срок окупаемости, DPP при ставке 15%	лет	3,8
9	Индекс доходности, PI	д. ед.	2,0

### **Преимущества и недостатки технологии**

К очевидным преимуществам технологии уплотнения сетки скважин можно отнести:

- Вовлечение запасов в недренируемых зонах.
- Увеличение количества проектных скважин.

### **Выводы:**

На Центральном участке введено 144 уплотняющих скважины. Накопленная добыча нефти составляет 229,1 тыс. т. Средний дебит жидкости и нефти составляет 17,9 т/сут и 2,3 т/сут соответственно, обводненность 87%.

Внедрение технологии уплотнения сетки позволило увеличить вовлеченные запасы в 1,8 раза – до 7 211,3 тыс. т или на 3 170,6 тыс. т.

По результатам экономической оценки PI составляет 2,0, при сроке окупаемости от 3,8 лет.

### **Список использованной литературы**

1. Дополнение к проекту разработки месторождения Каражанбас» по состоянию на 01.01.2023 г. – КазНИПИмунайгаз, г. Актау, 2024.

## **СУ АЙДАУ АУМАҚТАРЫНДА ТОРДЫ ТЫҒЫЗДАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ПАЙДАЛАНУДЫҢ ТИІМДІЛІГІ**

**Е.Е. Маннанов, А.М. Курбанбаева, Е.А. Кармагамбетов**

*Бұл мақалада Қаражанбас кен орнында мұнай беруді арттырудың тиімді әдістерінің бірі ретінде ұңғымалар торын тығыздау технологиясын қолдану тәжірибесі сипатталған.*

*Авторлар технологияны қолданудың қысқаша сипаттамасын береді, сонымен қатар торды тығыздау мұнай беруді қаншалықты арттырғанын талдайды.*

**Түйінді сөздер:** *ұңғымалар торын тығыздау, тығыздау ұңғымалары, қосымша мұнай қорларын алу, ВНС (су айдау ұңғымасы) және су айдау.*

## Информация об авторах

**Маннанов Еркебұлан Ерланұлы** – старший инженер службы разработки месторождений, [Y.mannanov@kmge.kz](mailto:Y.mannanov@kmge.kz)

**Курбанбаева Айгуль Муратовна** – руководитель службы разработки, [A.Kurbanbaeva@kmge.kz](mailto:A.Kurbanbaeva@kmge.kz)

**Кармагамбетов Ержан Аккалиевич** – старший инженер службы бюджетирования и экономических исследований, [ye.karmagambetov@kmge.kz](mailto:ye.karmagambetov@kmge.kz)  
ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

## РАСЧЕТНЫЙ ФАЙЛ АНАЛИЗА ЯЧЕЕК ЗАВОДНЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ»

**Е.Р. Атчибаев**

*В статье представлены результаты работ по разработке инструмента в виде электронной таблицы в Excel для анализа процессов на месторождениях с нагнетательными и добывающими скважинами. Основная цель работы заключается в разработке удобного и эффективного инструмента для расчета компенсации ячеек заводнения, визуализации данных по добыче и закачке, а также анализа текущих параметров минерализации и выработки пластов. В статье рассматриваются основные аспекты создания и использования данного файла с целью повышения операционной эффективности и улучшения управления заводнением с дальнейшим внедрением в промышленную работу.*

**Ключевые слова:** управление заводнением, ячейки заводнения, минерализация, выработка пласта, коэффициент падения, пластовое давление

### Введение

В процессе разработки зрелых месторождений на первый план выходят вопросы повышения эффективности работы существующей системы поддержания пластового давления, а также локализации остаточных извлекаемых запасов нефти с целью снижения темпов падения добычи нефти.

Для улучшения аналитических работ по управлению заводнением разработан расчетный файл для анализа ячеек заводнения.

Основным преимуществом данного разработанного файла является выявление влияния нагнетательных скважин на реагирующие добывающие скважины, расчет коэффициента падения ячейки заводнения (далее – Кпад), выявление проретенных пластов и гидродинамической связи, сравнение текущего и пластового давления с начальным, сравнение текущих параметров минерализации и выработки пласта с начальными параметрами, а также температуры пласта.

На основе аналитических расчетов выявлены сформированные и несформированные ячейки заводнения, а также ячейки, где нет отбора по добывающим скважинам.

### Формирование базы данных

Для формирования базы данных добычи и закачки использовались данные месячного эксплуатационного рапорта (далее – МЭР), в которых указаны показатели месячной добычи жидкости и нефти и закачки воды.

UZN_hor_Date	UZN_	well	hor	кун	Date	days	oil	Water	Жидкость, т	gas	ProdDays	Объем	год	мес	Дебит нефть, т/сут	Дебит жидкость, м³/сут	Обводненность, %	НГДУ	ЦДНГ/ПП
UZN_0098_13_43831	UZN_0098	98	13	Осн	01.01.2020	27,27083	37,20508	420,0883	457,3	1348,505	27,27083	13 Оsn	2020	1	1,36	10,77	91,9	НГДУ-2	ЦДНГ-12
UZN_0115_13_43831	UZN_0115	115	13	Осн	01.01.2020	26	112,5337	1271,216	1381,7	10397,27	26	13 Оsn	2020	1	4,33	53,22	91,9	НГДУ-4	ЦДНГ-6
UZN_0169_13_43831	UZN_0169	169	13	Осн	01.01.2020	31	51,68892	389,8637	441,6	4530,786	31	13 Оsn	2020	1	1,67	14,24	88,3	НГДУ-1	ЦДНГ-11
UZN_0221_13_43831	UZN_0221	221	13	Осн	01.01.2020	28,98667	65,91541	1553,979	1619,9	5777,807	28,98667	13 Оsn	2020	1	2,27	55,88	95,9	НГДУ-1	ЦДНГ-8
UZN_0260_13_43831	UZN_0260	260	13	Осн	01.01.2020	31	10,45557	612,5176	623,0	1056,549	31	13 Оsn	2020	1	0,34	20,10	98,3	НГДУ-3	ЦДНГ-10
UZN_0272_13_43831	UZN_0272	272	13	Осн	01.01.2020	31	225,5725	388,0222	613,6	22794,4	31	13 Оsn	2020	1	7,28	19,79	63,2	НГДУ-3	ЦДНГ-1
UZN_0292_13_43831	UZN_0292	292	13	Осн	01.01.2020	28	140,0336	1048,459	1188,5	12279,75	28	13 Оsn	2020	1	5,00	42,45	88,2	НГДУ-1	ЦДНГ-1
UZN_0329_13_43831	UZN_0329	329	13	Осн	01.01.2020	28	70,01682	1105,589	1175,6	7075,292	28	13 Оsn	2020	1	2,50	41,99	94,0	НГДУ-3	ЦДНГ-1
UZN_0378_13_43831	UZN_0378	378	13	Осн	01.01.2020	30	81,6807	1813,362	1895,0	8253,942	30	13 Оsn	2020	1	2,72	63,17	95,7	НГДУ-3	ЦДНГ-13
UZN_0392_13_43831	UZN_0392	392	13	Осн	01.01.2020	31	188,2136	1624,212	1812,4	16497,84	31	13 Оsn	2020	1	6,07	58,47	89,6	НГДУ-1	ЦДНГ-11
UZN_0402_13_43831	UZN_0402	402	13	Осн	01.01.2020	30	56,34202	932,8158	989,2	5693,435	30	13 Оsn	2020	1	1,88	32,97	94,3	НГДУ-3	ЦДНГ-5
UZN_0416_13_43831	UZN_0416	416	13	Осн	01.01.2020	31	47,05315	1876,798	1923,9	4754,783	31	13 Оsn	2020	1	1,52	62,06	97,6	НГДУ-3	ЦДНГ-5
UZN_0461_13_43831	UZN_0461	461	13	Осн	01.01.2020	27	0	405,4872	405,5	0	27	13 Оsn	2020	1	0,00	15,02	100,0	НГДУ-3	ЦДНГ-10
UZN_0484_13_43831	UZN_0484	484	13	Осн	01.01.2020	31	424,409	702,1989	1206,6	42886,99	31	13 Оsn	2020	1	13,69	38,52	84,2	НГДУ-3	ЦДНГ-1
UZN_0486_13_43831	UZN_0486	486	13	Осн	01.01.2020	22,875	71,60434	567,7862	639,4	7235,713	22,875	13 Оsn	2020	1	1,13	27,85	88,8	НГДУ-3	ЦДНГ-1
UZN_0491_13_43831	UZN_0491	491	13	Осн	01.01.2020	31	13,65359	881,112	894,8	1379,714	31	13 Оsn	2020	1	0,44	28,86	98,5	НГДУ-3	ЦДНГ-1
UZN_0517_13_43831	UZN_0517	517	13	Осн	01.01.2020	19	0	715,86	715,9	0	19	13 Оsn	2020	1	0,00	37,68	100,0	НГДУ-1	ЦДНГ-8
UZN_0521_13_43831	UZN_0521	521	13	Осн	01.01.2020	28,52792	186,7148	812,0402	998,8	16366,47	28,52792	13 Оsn	2020	1	6,54	35,01	81,3	НГДУ-1	ЦДНГ-8
UZN_0559_13_43831	UZN_0559	559	13	Осн	01.01.2020	31	97,83603	1521,532	1619,4	8575,805	31	13 Оsn	2020	1	3,16	52,24	94,0	НГДУ-1	ЦДНГ-11
UZN_0561_13_43831	UZN_0561	561	13	Осн	01.01.2020	29	48,80332	1462,038	1510,8	4277,849	29	13 Оsn	2020	1	1,68	52,10	96,8	НГДУ-1	ЦДНГ-11
UZN_0563_13_43831	UZN_0563	563	13	Осн	01.01.2020	31	266,4014	1327,77	1794,2	20351,39	31	13 Оsn	2020	1	8,59	57,88	85,2	НГДУ-1	ЦДНГ-11
UZN_0566_13_43831	UZN_0566	566	13	Осн	01.01.2020	29	17,15406	1432,04	1443,2	1507,143	29	13 Оsn	2020	1	0,59	49,97	96,8	НГДУ-1	ЦДНГ-11
UZN_0573_13_43831	UZN_0573	573	13	Осн	01.01.2020	30	247,6824	693,6234	941,3	21710,57	30	13 Оsn	2020	1	8,26	31,38	73,7	НГДУ-1	ЦДНГ-11
UZN_0591_13_43831	UZN_0591	591	13	Осн	01.01.2020	30,85417	7,003764	415,0014	422,0	613,9141	30,85417	13 Оsn	2020	1	0,23	13,68	98,3	НГДУ-1	ЦДНГ-2
UZN_0633_13_43831	UZN_0633	633	13	Осн	01.01.2020	30	59,9943	524,6816	584,7	5258,793	30	13 Оsn	2020	1	2,00	19,49	89,7	НГДУ-1	ЦДНГ-2
UZN_0638_13_43831	UZN_0638	638	13	Осн	01.01.2020	30,19792	130,5768	433,9003	564,5	11752,08	30,19792	13 Оsn	2020	1	4,32	18,69	76,9	НГДУ-2	ЦДНГ-3
UZN_0697_13_43831	UZN_0697	697	13	Осн	01.01.2020	30,93042	82,89271	905,1193	988,0	7265,95	30,93042	13 Оsn	2020	1	2,68	31,94	91,6	НГДУ-1	ЦДНГ-2
UZN_0794_13_43831	UZN_0794	794	13	Осн	01.01.2020	29	65,63364	393,586	459,2	6065,814	29	13 Оsn	2020	1	2,26	15,84	85,7	НГДУ-4	ЦДНГ-6
UZN_0826_13_43831	UZN_0826	826	13	Осн	01.01.2020	7,5	9,177007	160,0386	169,2	804,4094	7,5	13 Оsn	2020	1	1,22	22,56	94,6	НГДУ-1	ЦДНГ-8
UZN_0844_13_43831	UZN_0844	844	13	Осн	01.01.2020	27	22,84649	39,59851	62,4	2110,846	27	13 Оsn	2020	1	0,85	2,31	63,4	НГДУ-4	ЦДНГ-4
UZN_0854_13_43831	UZN_0854	854	13	Осн	01.01.2020	27	171,2289	917,6332	1088,9	17302,9	27	13 Оsn	2020	1	6,34	40,33	84,3	НГДУ-3	ЦДНГ-10

Рис. 1. База данных добычи и закачки по МЭР

Распределены нагнетательные и добывающие скважины по ячейкам заводнения, рассчитана компенсация отборов. Ниже представлена карта ячеек заводнения на примере 14 горизонта месторождения Узень. На данной карте выделены зоны с разными геолого-физическими условиями (пойма, русло).

С развитием зрелых месторождений приоритетными становятся задачи по оптимизации системы поддержания пластового давления и выявлению участков с остаточными извлекаемыми запасами нефти для замедления темпов снижения добычи.

Разработана концепция работ по повышению эффективности разработки месторождений Узень и Карамандыбас путем выбора оптимальной системы разработки применительно к разным геолого-физическим условиям (пойма, русло).

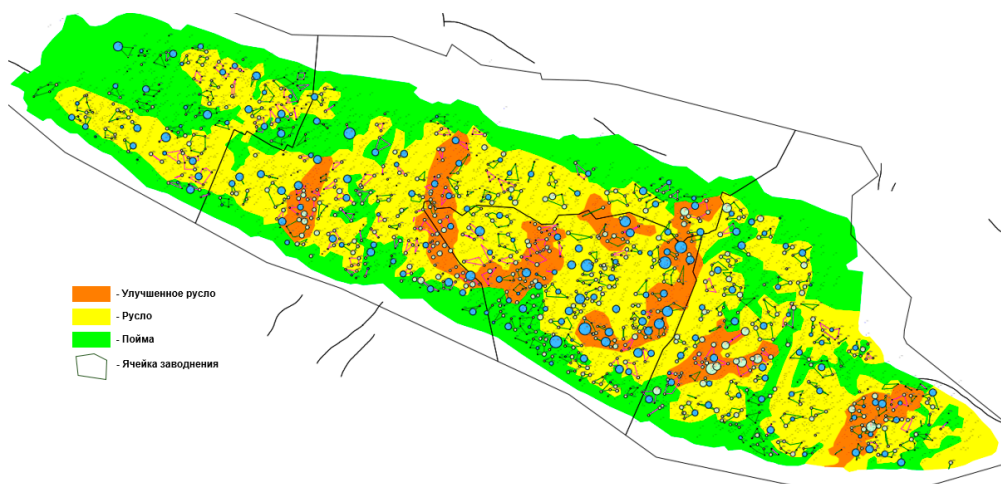


Рис. 2. Карта ячеек заводнения

В рамках данной концепции предусмотрено выполнение следующих этапов работ:



- Анализ текущего состояния разработки по зонам «Улучшенное русло», «Русло», «Улучшенная пойма» и «Пойма», сформированный на основе ранее проведенных работ по уточнению границ фациальных зон совместно со специалистами ОМГ в 2022 году;
- Ранжирование участков по потенциальному КИН (максимальному КИН при текущей системе разработки).

### Анализ ячеек заводнения

По каждой скважине ячейки заводнения в расчетном файле строится динамика добычи жидкости и нефти, закачки воды, обводненность добываемой продукции и компенсация ячейки.

В рамках анализа ячейки заводнения используются параметры, выгруженные с карт минерализации и выработки пластов, сравнение перфорированных пластов нагнетательных и добывающих скважин для определения гидродинамической связи в ячейке.

Строится тернарная диаграмма, определяющая отклонение от проектных показателей путем сравнения текущего пластового давления с начальным, температуры пласта, коэффициента падения нефти, показателей минерализации и выработки, а также сравнение текущей компенсации и целевой компенсации отборов.

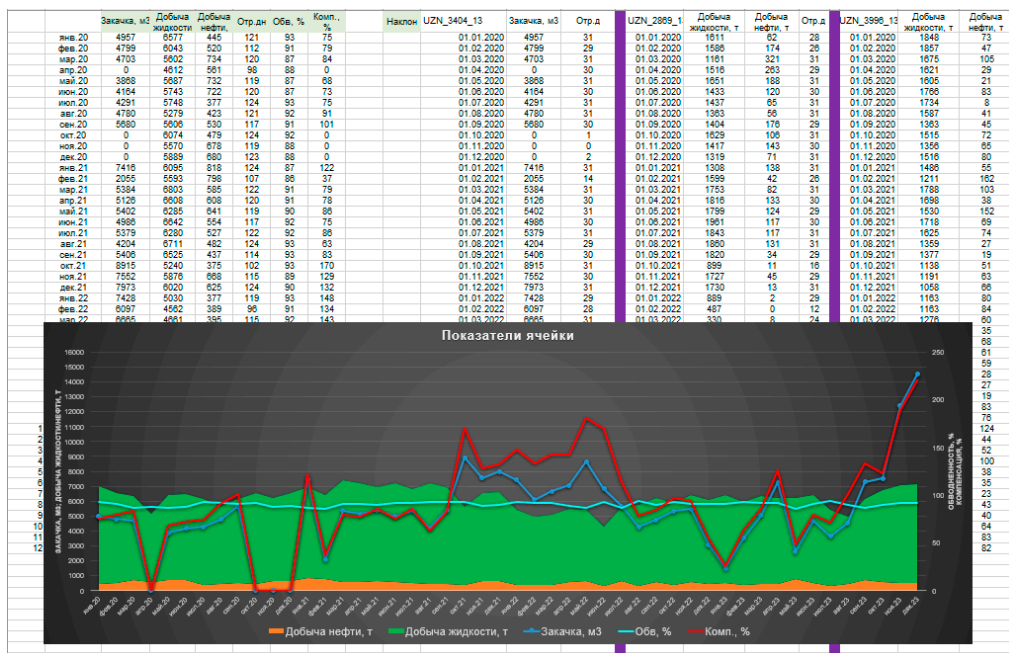


Рис. 3. Динамика показателей параметров ячейки заводнения

На поздних стадиях разработки ключевыми становятся меры по повышению эффективности системы поддержания пластового давления и по локализации остаточной нефти с целью стабилизации уровня добычи.

В рамках данной работы изучено техническое состояние и текущие показатели работы нагнетательного и добывающего фондов месторождения.

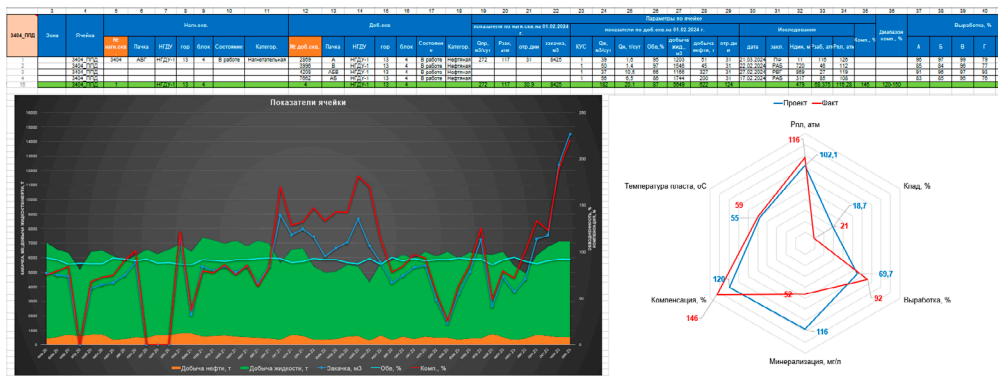


Рис. 4. Показатели работы ячейки заводнения

По результатам анализа текущего состояния разработки на месторождении выявлено всего 1179 ячеек заводнения, из которых 1042 сформированные ячейки с наличием поддержки пластового давления (далее – ППД), 137 ячеек, не охваченных заводнением, по которым разрабатываются геолого-технические мероприятия по скважинам ячеек заводнения.

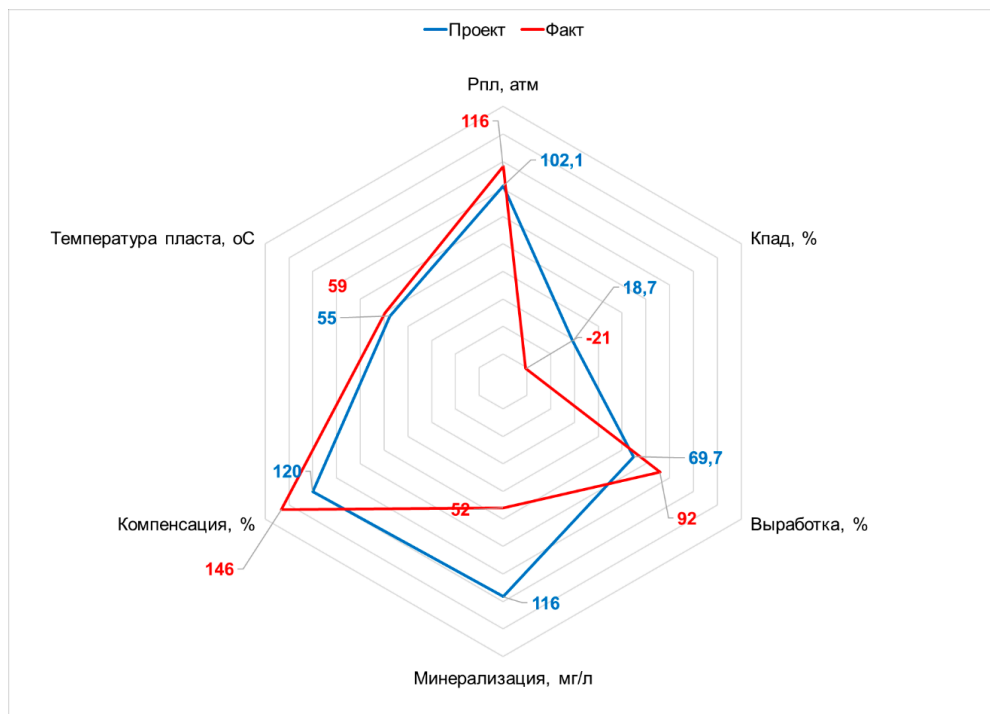


Рис. 5. Тернарная диаграмма ячейки заводнения

## Выводы

Разработанный расчетный файл для анализа ячеек заводнения позволяет более эффективно управлять системой поддержания пластового давления, выявляя влияние нагнетательных скважин на добывающие скважины.

Анализ с использованием данного файла помогает выявлять не только сформированные ячейки заводнения, но и ячейки без отбора по добывающим скважинам, что способствует локализации остаточных извлекаемых запасов нефти и снижению темпов падения добычи нефти.

Данные МЭР, используемые для формирования базы данных добычи и за- качки, позволили распределить нагнетательные и добывающие скважины по ячейкам заводнения и рассчитать компенсацию отборов.

Карта ячеек заводнения, разработанная на примере 14 горизонта месторождения Узень, выделяет зоны с разными геолого-физическими условиями, что помогает более точному планированию и управлению месторождением.

Использование тернарных диаграмм и сравнение текущих параметров пластового давления, температуры, коэффициента падения нефти, минерализации и выработки с начальными показателями позволило более точно оценить отклонения от проектных показателей и принять соответствующие меры.

Анализ гидродинамической связи в ячейках заводнения способствует более точному управлению системой поддержания пластового давления.

Выявлено 1179 ячеек заводнения, из которых 1042 являются сформированными и охваченными системой ППД, в то время как 137 ячеек не охвачены заводнением.

Для ячеек, не охваченных заводнением, разработаны геолого-технические мероприятия, направленные на улучшение их состояния и повышение эффективности разработки.

Данные выводы подтверждают, что внедрение разработанного расчетного файла и реализация предложенной концепции работ по повышению эффективности разработки месторождений позволяют более эффективно управлять процессом разработки зрелых месторождений и снижать темпы падения добычи нефти.

#### **Список используемой литературы**

1. Ситников А.Н. Проектирование и управление заводнением. – ООО «Газпромнефть НТЦ», 2018.
2. Дон Уолкотт. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – Москва, 2001, 143 с. <https://eks.kmg.kz/library/eb/pdf.php?ID=86032>.

## **«ӨЗЕНМҰНАЙГАЗ» АҚ КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ МЫСАЛЫНДА СУ БАСУ ЖАСУШАЛАРЫН ТАЛДАУДЫҢ ЕСЕПТІК ФАЙЛЫ**

**Е.Р. Атчибаев**

*Мақалада айдау және өндіру ұңғымалары бар кен орындарындағы процестерді талдау үшін Excel бағдарламасында электрондық кесте түріндегі құралды әзірлеу бойынша жұмыстардың нәтижелері келтірілген. Жұмыстың негізгі мақсаты-су басу жасушаларының өтемақысын есептеу, өндіру және айдау деректерін визуализациялау, минералдану мен қабаттарды өндірудің ағымдағы параметрлерін талдау үшін ыңғайлы және тиімді құралды әзірлеу.*

*Мақалада операциялық тиімділікті арттыру және су тасқынын басқаруды жақсарту, әрі қарай өнеркәсіптік жұмысқа енгізу мақсатында осы файлды құру мен пайдаланудың негізгі аспектілері қарастырылады.*

**Түйінді сөздер:** *су тасқынын басқару, су басу жасушалары, минералдану, қабат өндіру, құлау коэффициенті, қабат қысымы*

### **Информация об авторе**

**Атчибаев Ерлан Рзабекович** – руководитель службы аналитических исследований, e.atchibayev@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

## **СРАВНЕНИЕ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НА РАЗЛИЧНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ СИМУЛЯТОРАХ (KMGESIM, TNAVIGATOR)**

**А.Қ.Өтебай, М.Б. Тұрнияз, Г.Б. Куандикова**

*На сегодняшний день исследование и разработка нефтяных и газовых месторождений обладают обширными возможностями для анализа и контроля процессов, происходящих в пласте. Современный подход, основанный на цифровой интерпретации материалов месторождений в виде геологических и гидродинамических моделей, позволяет моделировать различные методы разработки.*

*Широко распространёнными программными продуктами, с собственным инструментом для визуализации и анализа данных, являются Eclipse и tNavigator. Кроме того, сотрудниками ТОО «КМГ Инжиниринг» создан инструмент для визуализации результатов гидродинамического симулятора с помощью языка программирования Python и модуля графического интерфейса Tkinter – KMGESim.*

*В данной статье представлен расчет прогнозных технологических показателей, выполненных на гидродинамических симуляторах KMGESim и tNavigator. Геологические параметры пласта (проницаемость, пористость, насыщенность) и свойства нефти, используемые в расчетах, приняты из модели SPE 9\_CP (black oil).*

**Ключевые слова:** *«симулятор «черная нефть», газовый фактор, дебит, добывающие и нагнетательные скважины, запасы, вязкость, поддержание пластового давления (ППД).*

### **Введение**

Пласт описывается сеткой 24 x 25 x 15. Модель довольно мала, но содержит несколько функций, которые по-прежнему будут создавать проблемы для симуляторов модели «черная нефть». Модель имеет анизотропное, неоднородное поле проницаемости. Вертикальная проницаемость составляет 1/10 от горизонтального значения. Средняя проницаемость по горизонтали в модели составляет 108 мД, в вертикальном соответственно 10,8 мД. Размер ячеек сетки варьируется вдоль вертикальной оси. Чтобы показать это подробно, был представлен куб пористости и размерность сетки по Z в одном столбце ячеек (рис. 1Г).

Табл. 1. Описание модели

Параметры	Модель
Тип флюида	Летучая нефть/ сухой газ
Тип коллектора	Одинарная пористость
Размерность, i-j-k	24-25-15
Количество общих ячеек, шт	9000
Количество активных ячеек, шт	9000
Количество регионов фильтраций, шт	1
Количество регионов PVT, шт	1
Количество регионов равновесий, шт	1
Количество скважин, ед.	26
Количество разломов	0
Блоки	1
Система измерения	футы

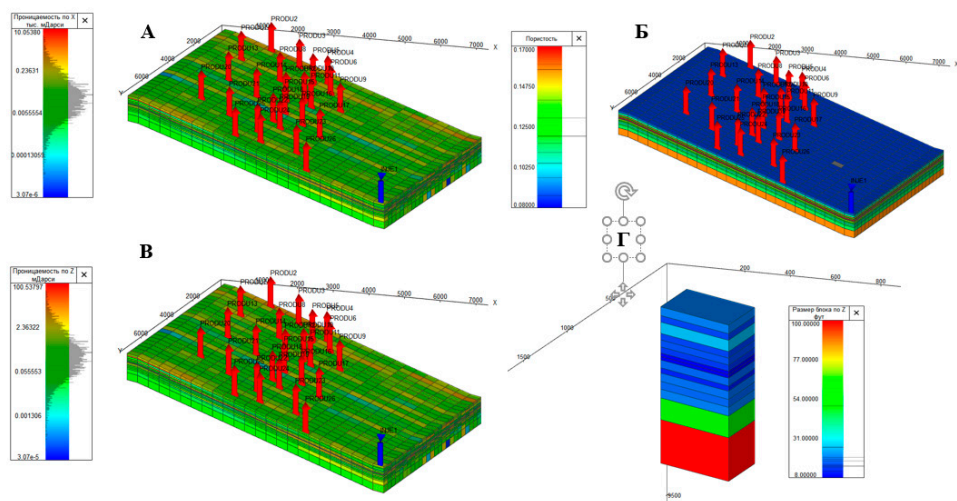


Рис. 1. Куб проницаемости

*A – куб проницаемости по X; Б – куб пористости; В – куб проницаемости по Z;  
Г – размерность куба по Z*

Табл. 2. Исходные данные на начало расчета для KMGESim и tNavigator

Параметры	Модель
Название месторождения	SPE 9
Год начала расчета	2015
Плотности нефти, фунт/фт <sup>3</sup>	44,9856
Плотности воды, фунт/фт <sup>3</sup>	63,021
Объемный коэффициент	1,10590
Геологические запасы нефти, млн. корр. т	24,96954073
Извлекаемые запасы нефти, млн. корр. т	18,73694814
Запасы свободного газа, млрд. фут <sup>3</sup>	9,90056302
Извлекаемые запасы растворенного газа, млрд. фут <sup>3</sup>	147,9229233

*корр. – скорректированных*

Модель содержит 26 скважин, из которых 1 нагнетательная и 25 добывающих. Добывающие скважины эксплуатируются с дебитом нефти 1500 STB/сут, при нижнем ограничении забойного давления 1000 psia. В определенный момент с 300 по 360 дни расчета дебиты нефти снижаются до 100 STB/сут и после чего повышаются до исходного значения. При этом водонагнетательная скважина осуществляет закачку воды с приемистостью 5000 STB/сут, с верхним ограничением по забойному давлению 4000 psia. Расчет осуществлялся в период 01.01.2015-19.06.2017 гг. При этом нагнетательная скважина была перфорирована ближе к подошве пласта модели, в то время как нефтедобывающие скважины перфорированы ближе к кровельной части пласта (рис. 2). Целью данного расчета является демонстрация взаимовлияния нагнетательной и добывающей скважины.

## Материалы и методы

### 1. Расчет на гидродинамическом симуляторе tNavigator

В симуляторе tNavigator используется стандартная трехфазная изотермическая модель черной нефти (black-oil) наравне с композиционной моделью [1].

Фазы, присутствующие в модели, задаются ключевыми словами OIL, GAS и WATER. Кроме того, существует возможность моделирования сольвента (смесь легких углеводородов, закачиваемая в пласт для извлечения высоковязкой нефти), в которой сольвент рассматривается как четвертая фаза. Ее использование задается ключевым словом SOLVENT.

Расчет прогнозных показателей осуществлялся в период 01.01.2015-19.06.2017 гг. По результатам накопленная добыча нефти 19,8 млн. ст. барр, накопленная добыча жидкости 22,08 млн. ст. барр, накопленная добыча свободного газа 59,73 млн. тыс. ст. фут<sup>3</sup>, накопленная добыча растворенного газа 17,46 млн. тыс. ст. фут<sup>3</sup>, накопленная закачка воды 1,78 млн. ст. барр. (рис. 2).

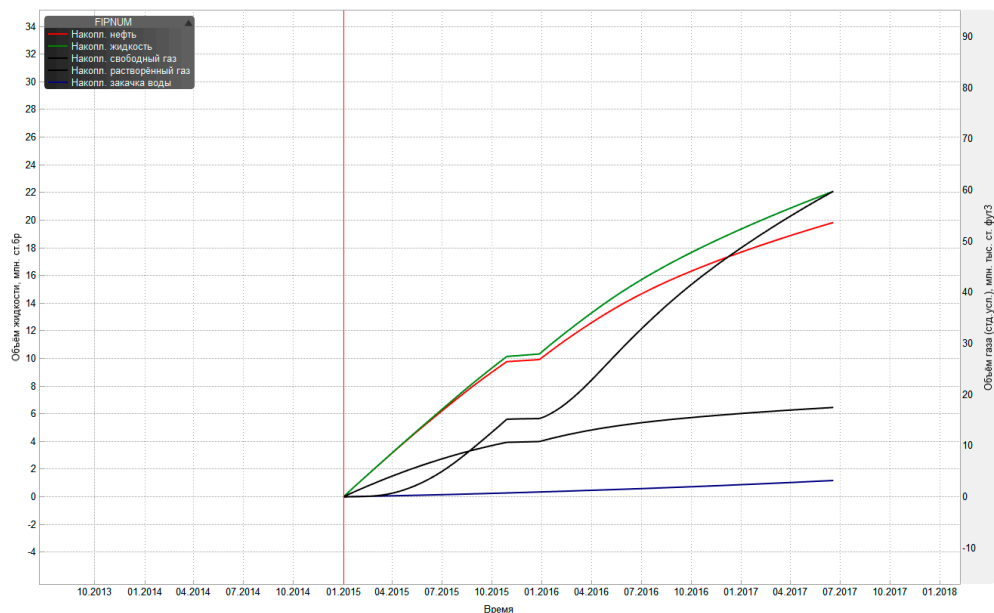
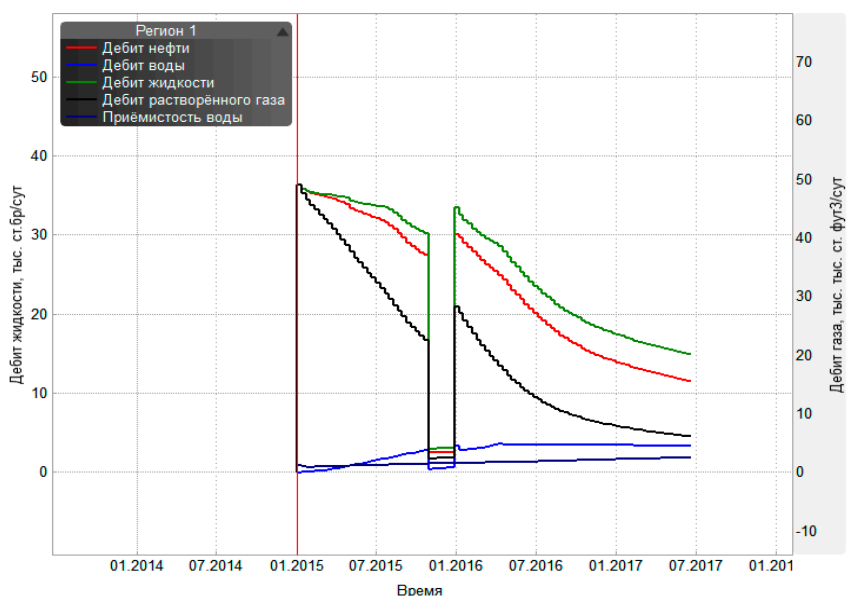


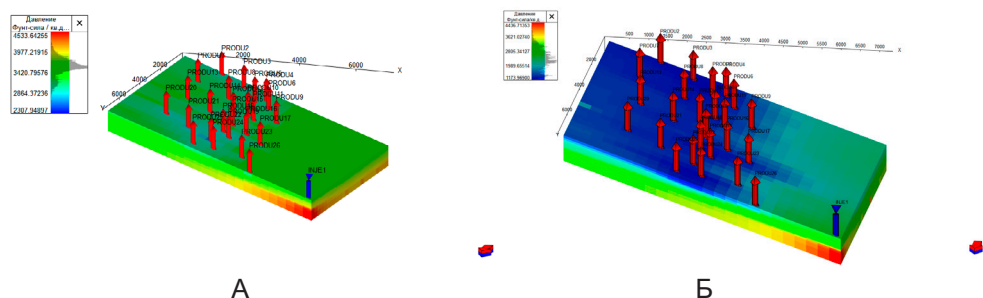
Рис. 2. Динамика основных технологических показатели разработки





**Рис. 3. Динамика дебитов по нефти, жидкости, газу и приемистость**

Причиной снижения дебита является снижение забойного давления в добывающих скважинах. Ограничение по забойному давлению составляет 4000 фунт-сила/кв. дюйм (6,9 МПа). Демонстрация посадки давления представлена ниже на рис. 4, на начало и конец расчета. В целом по залежам наблюдается существенное снижение пластового давления с 27 МПа до 17,7 МПа всего за 900 дней работы. До момента снижения забойного давления ниже данного ограничения скважина осуществляет добычу с контролем по дебиту нефти. После снижения забойного давления до заданного ограничения скважина переключается на контроль по забойному давлению, заставляя скважину эксплуатироваться, не снижая давление ниже заданного лимита, вследствие чего дебит нефти по скважине начинает снижаться. Из-за снижения пластового давления ниже давления насыщения наблюдается увеличение газового фактора [2].



**Рис. 4. Распределение пластового давления по симулятору tNavigator**  
*А – пластовое давление в начале расчетного периода; Б – пластовое давление в конце расчетного периода*

Также наблюдается естественное снижение уровней добычи жидкости и нефти, связанное с истощением пластовой энергией и выработкой пласта кол-

лектора, одна нагнетательная скважина не в силах компенсировать расход жидкости из пласта, также в скважинах прострелены кровельные части продуктивного горизонта. Нагнетательная скважина INJE1 влияет только на соседние добывающие скважины (рис. 5).

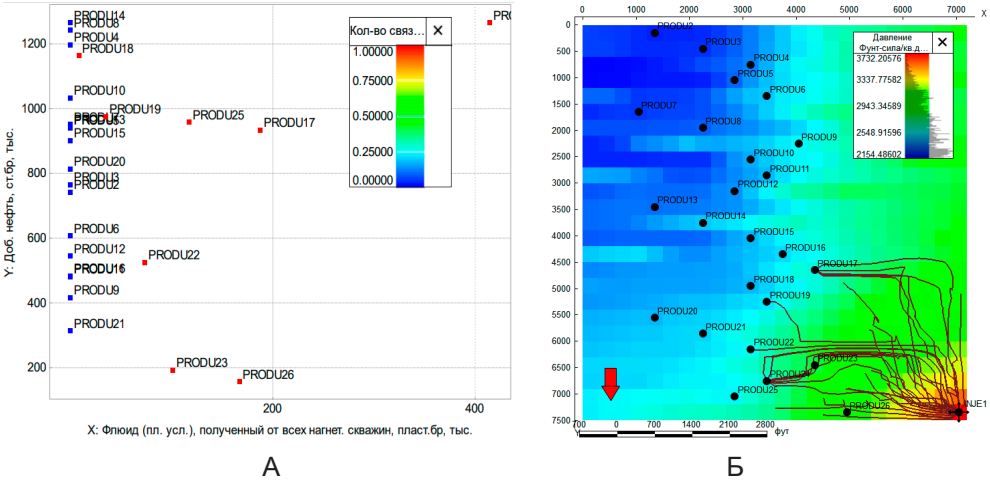


Рис. 5. Влияние закачки

А – количество связей между скважинами; Б – распределение пластового давления

2. Расчет на гидродинамическом симуляторе KMGESim

Гидродинамический симулятор (далее – ГДС) KMGESim разработан на основе новой формулировки дифференциальных уравнений в частных производных композиционной модели химического заводнения пласта [3]. Это специализированное программное обеспечение, разработанное сотрудниками ТОО «КМГ Инжиниринг» для комплексного моделирования многофазного потока флюидов в пористых средах. KMGESim позволяет проводить точное имитационное моделирование, учитывающее различные аспекты работы нефтегазовых месторождений, включая физические, химические и геологические характеристики пласта.

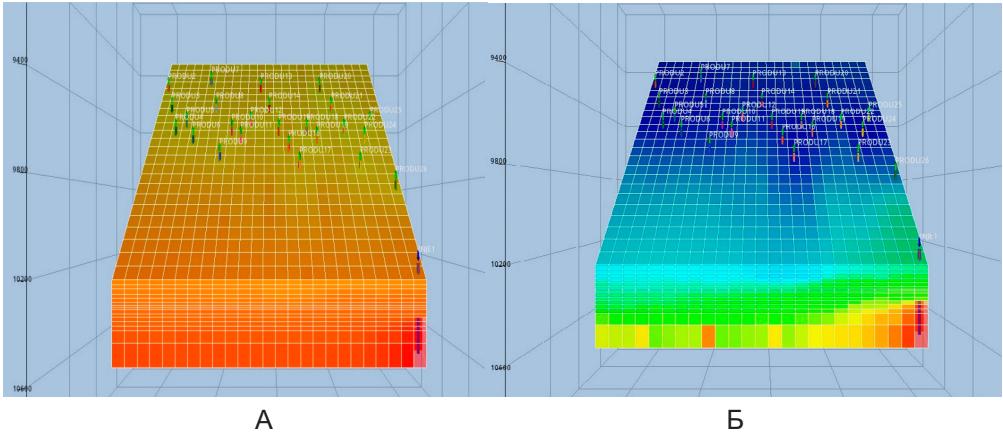


Рис. 6. Распределение пластового давления по симулятору KMGESim

А – пластовое давление в начале расчетного периода; Б – пластовое давление в конце расчетного периода

На рис. 6 приведены результаты распределения пластового давления на начало и конец расчетного периода по симулятору KMGESim.

В симуляторах KMGESim и tNavigator система единиц измерения одинаковая, поэтому и значения одинаковые. Дебиты по нефти, жидкости и воде измеряются в ст. барр./сут или stb/day [3].

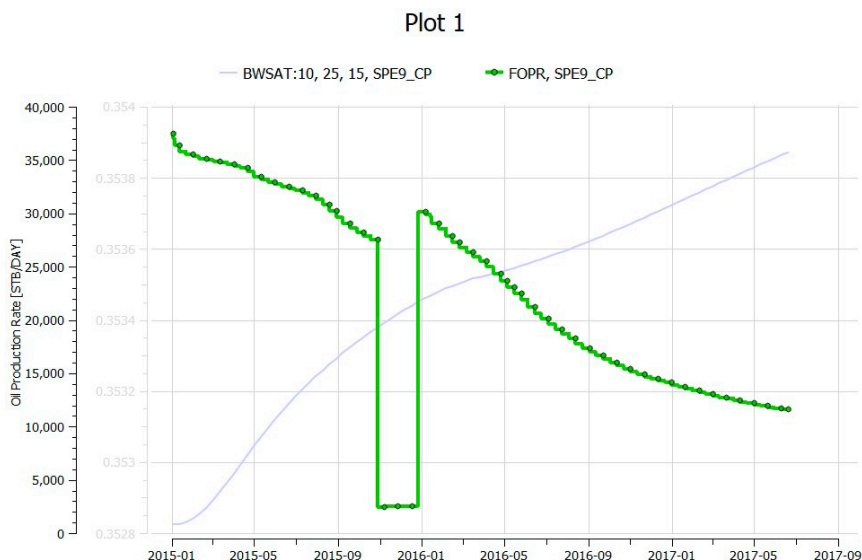


Рис. 7. Динамика дебита по нефти

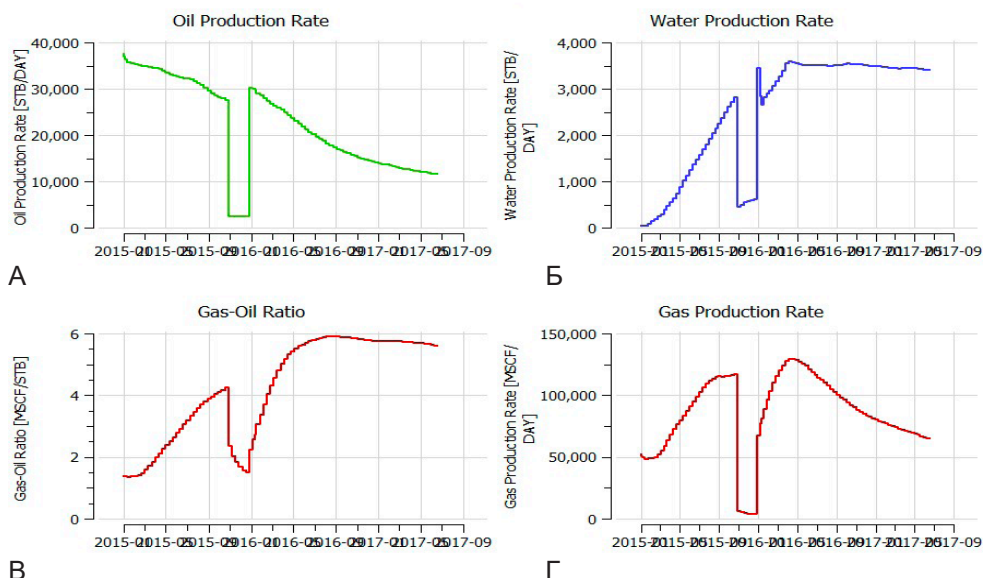
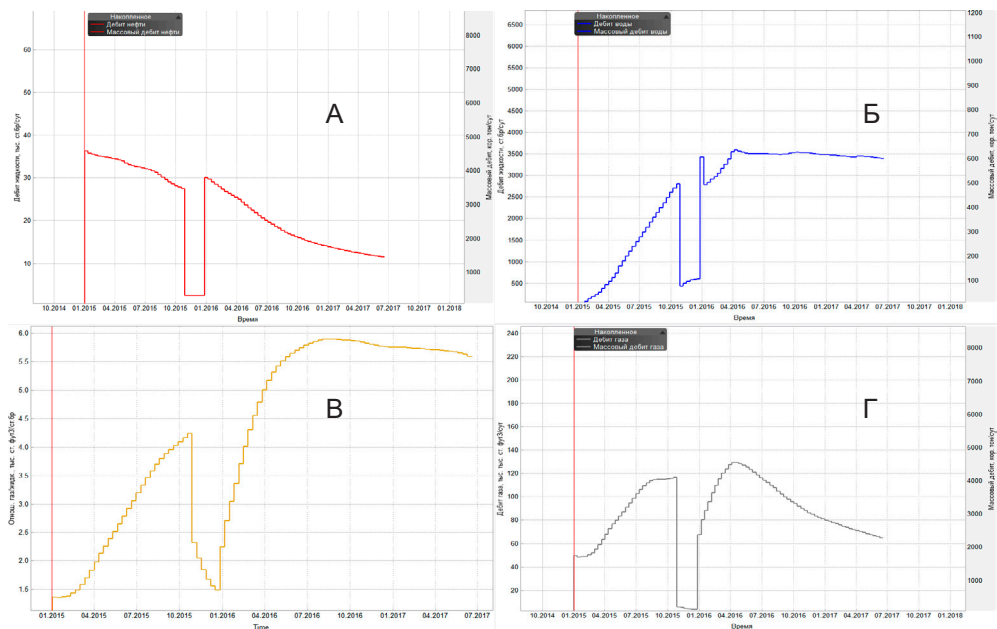


Рис. 8. Графики дебитов нефти, воды, газа, газонефтяного соотношения в симуляторе KMGESim

А – дебит нефти; Б – дебит воды; В – газонефтяное соотношение; Г – дебит газа

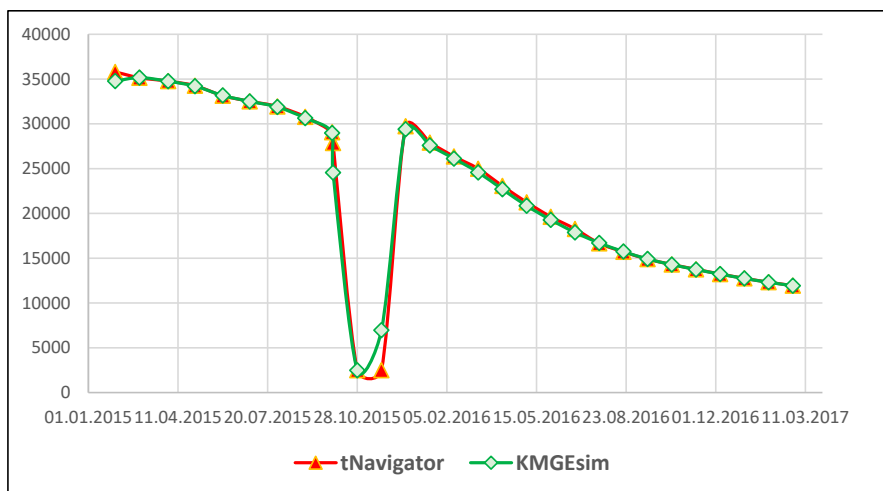
## Результаты работы

Согласно результатам расчета по симулятору KMGEsim расчетные показатели совпадают и идентичны со значениями результатов симулятора tNavigator (рис. 8-9).



**Рис. 9. Графики дебитов нефти, воды, газа, газонефтяного соотношения в симуляторе tNavigator**

*А – дебит нефти; Б – дебит воды; В – газонефтяное соотношение; Г – дебит газа*



**Рис. 10. Сравнение дебитов по нефти**

Как видно из рис. 10, сходимость результатов расчета на двух ПО tNavigator и KMGEsim высокая.

## **Заключение**

Проведен прогнозный расчет технологических показателей на симуляторах tNavigator и KMGESim. Согласно результатам расчетов, суммарные количества добытой нефти, жидкости и газа, полученные с использованием симулятора KMGESim, совпадают с аналогичными результатами симулятора tNavigator. KMGESim предназначен для моделирования не только «черной нефти», но и для композиционной модели. В дальнейшем планируются расчеты на симуляторе KMGESim на реальных моделях.

Как известно, покупка и ежегодное обновление программных продуктов Eclipse, tNavigator и других ПО требует существенных капитальных вложений, а создание и внедрение собственного программного обеспечения представляет собой эффективную стратегию для снижения затрат компании. Такой подход также гарантирует доступность необходимого программного обеспечения в любое время и в необходимом количестве лицензий.

## **Список использованной литературы**

1. Иванов А.А., Петров Б.Б., Сидоров В.В. Многоразрядная визуализация массивных моделей месторождения Black Oil. – Нефтяное дело, 2020, с. 12-18.
2. Бекбауов Б.Е., Темірқас М.М., Кучиков А.Г., Разработка композиционно-гидродинамического симулятора процессов повышения нефтеотдачи пластов химическими методами. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2000, т. 2, № 3, с. 56-66.
3. Жексембин Д.М., Б. Курметбек, А.М. Серикбаева, Б.Е. Бекбауов, Разработка пользовательского интерфейса и инструмента постобработки результатов гидродинамического симулятора для моделирования процессов нефтедобычи. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2021, т. 3, №4, с. 40-51.
4. Техническое руководство симулятора tNavigator 20.2. – Москва, июль 2020 г.
5. Ахметов С.А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа. – СПб, Недра, 2006, 172 с.
6. Ли Г., Чен Х., Лю Й. Эффективное моделирование месторождения Black Oil в естественно трещиноватом пласте. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2021, v. 24, № 1, p. 379-392.

## **ӘРТҮРЛІ ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ СИМУЛЯТОРЛАРДА (KMGESIM, TNAVIGATOR) ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ КӨРСЕТКІШТЕРДІ ЕСЕПТЕУДІ САЛЫСТЫРУ**

**А.Қ.Өтебай, М.Б. Тұрнияз, Г.Б. Куандикова**

*Бүгінгі таңда мұнай және газ кен орындарын барлау және игеру қабатта болып жатқан процестерді талдау және бақылау үшін кең мүмкіндіктерге ие. Кен орындарының материалдарын геологиялық және гидродинамикалық модельдер түріндегі цифрлық интерпретацияға негізделген заманауи тәсіл игерудің әртүрлі әдістерін модельдеуге мүмкіндік береді.*

*Визуализация мен деректерді талдауға арналған жеке құралдары бар кең таралған бағдарламалық өнімдер – Eclipse және tNavigator. Сондай-ақ, «КМГ Инжиниринг» ЖШС қызметкерлері Python бағдарламалау тілі мен Tkinter графикалық интерфейс модулі көмегімен – KMGEsim гидродинамикалық тренажердің нәтижелерін визуализациялау құралын жасады.*

*Бұл мақалада KMGEsim және tNavigator гидродинамикалық симуляторларында орындалатын болжамды технологиялық көрсеткіштердің есебі берілген. Қабаттың геологиялық көрсеткіштері (өткізгіштік, кеуектілік, қанықтылық) және есептеулерде пайдаланылған мұнай қасиеттері SPE\_CP (қара мұнай) үлгісінен алынды.*

**Түйінді сөздер:** қара мұнай, газ факторы, дебит, өндіру және айдау ұңғымалары, қорлар, тұтқырлық, қысымды ұстау.

### **Информация об авторах**

**Өтебай Арайлым Қайрашқызы** – эксперт управления разработки месторождений,

**Тұр尼亚з Мадина Бекмурадқызы** – ведущий инженер управления разработки месторождений, *m.turniyaz@kmge.kz*

**Куандикова Гульфариза Берниязовна** – старший инженер управления разработки месторождений, *G.Kuandikova@kmge.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, Казахстан



# **ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ**

# ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯЮЩИХ ФАКТОРОВ И ОСОБЕННОСТИ ПОДГОТОВКИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС

О.Б. Саенко, Б.С. Серкебаева, А.С. Нурбаев, Ж.У. Уалиханова,  
Ф.К. Нурбаева

*На сегодня в нефтедобывающей промышленности Казахстана в виду преобладания месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, характерно снижение качества добываемой продукции. Особенно это касается месторождений с тяжелой битуминозной нефтью, для которой характерно повышенное содержание асфальтено-смолистых веществ, преобладание в составе высокомолекулярных углеводородов и низкое содержание легкокипящих фракций. Подготовка такой нефти требует высоких температур при ее подготовке для улучшения процесса деэмульсации.*

*В данной работе показана разница в плотности нефти и попутно добываемой воды, которая незначительна для эффективного процесса деэмульсации. Проведен комплекс лабораторных исследований по изучению влияния вязкости, температуры и размеров глобул на пробах дегазированной нефти и нефтяной эмульсии. Графически показаны зависимости вязкости от обводненности и температуры процесса. Показан характер распределения глобул воды в зависимости от устойчивости нефтяной эмульсии. Наличие мелкодисперсной фазы затрудняет коалесценцию глобул воды и гравитационный отстой.*

*Выявлено, что подготовка таких эмульсий требует дополнительных технологических мероприятий, связанных с применением эффективных химических реагентов. Представлены результаты исследований по подбору реагентов-деэмульгаторов.*

*Установлено, что для подготовки тяжелой битуминозной нефти необходимо подбирать деэмульгаторы, обеспечивающие выпадение воды и коалесценцию мелких глобул при минимальных сроках реагирования.*

**Ключевые слова:** нефтяная эмульсия, стабилизаторы эмульсии, деэмульгатор, деэмульсация, удельный расход, гравитационный отстой, глобулы, полидисперсность, мелкодисперсность, коалесцентность, седиментация.

## **Введение**

Нефть месторождения Каражанбас характеризуется высоким содержанием смол, асфальтенов, парафинов и относится к тяжелым битуминозным нефтям с высокой вязкостью. Подготовка нефтяной эмульсии, образованной такой нефтью, является сложным процессом, требующим высоких температур процесса и применения эффективных химических реагентов-деэмульгаторов (далее – ДЭ).

Повышение температуры значительно снижает вязкость нефти и увеличивает разницу в плотности между водой и нефтью, обеспечивая гравитационный отстой. Выбор оптимальной температуры деэмульсации зависит от свойств конкретной нефти и ограничен температурой начала кипения [1].

Для нефти месторождения Каражанбас с учетом её свойств уже на начальном этапе эксплуатации было рекомендовано проведение подготовки при

температуре не ниже 80°C. Конфигурация цеха подготовки и перекачки нефти (далее – ЦППН) включала несколько ступеней отстоя, что обеспечивало достаточное время процесса [2, 3].

За годы эксплуатации месторождения Каражанбас на фоне применения паротеплового воздействия сначала в центральной части, а с 2005 г. по текущий момент на восточном участке, происходит существенное снижение минерализации пластовой воды и, соответственно, попутно добываемой воды, которая закачивается в пласт на других участках месторождения. Это приводит к закономерному снижению минерализации пластовой воды по направлению с востока на запад и отражается на минерализации общего потока попутно добываемой воды, отделяемой в процессе подготовки в системе сбора и объектах подготовки.

Процесс подготовки нефтяной эмульсии месторождения Каражанбас усугубляется высоким содержанием стабилизаторов эмульсии, т.к. нефть с содержанием природных стабилизаторов эмульсии – парафина, смол, асфальтенов – образует устойчивые эмульсии [4, 5].

В зависимости от массового соотношения (Смолы+Асфальтены)/Парафины, стабилизаторы нефтяных эмульсий подразделяются на три типа:

1. Асфальтеновый ( $(C+A) / П > 1$ );
2. Парафиновый ( $(C+A) / П < 1$ );
3. Смешанный ( $(C+A) / П$  в диапазоне от 0,8 до 1,2).

В формировании стабилизирующего слоя наряду с асфальтенами, смолами и парафином, участвуют твердые частицы песка, продукты коррозии, соли, гидроксиды, которые содержатся в высокодисперсном состоянии в нефти или пластовой воде. Данные вещества адсорбируются на границе раздела фаз, образуя структурированные молекулярные слои, и тем самым препятствуют контакту и коалесценции диспергированных глобул воды.

Для улучшения условий гравитационного отстоя устойчивых нефтяных эмульсий применяют нагрев и ДЭ.

Под воздействием температуры и химического реагента происходит коалесценция – интенсивное объединение мельчайших водных капель в более крупные, способные быстрее осесть под действием силы тяжести и отделяться от нефти. Для достижения полной деэмульсации водонефтяной эмульсии даже при высокой эффективности ДЭ данный процесс требует времени на коалесценцию и седиментацию укрупненных капель воды [6, 7].

С учетом роста обводнённости на месторождении организован предварительный этап подготовки на дожимной насосной станции (ДНС-2), где нефть подогревается до 40°C. На ЦППН подготовка нефти ведется при высоких температурах. Обезвоживание нефти происходит путём нагревания её в печах и электродегидраторе до температуры 60–93°C в присутствии реагента–деэмульгатора и отстоя в отстойниках и технологических резервуарах. Процесс обезсоливания осуществляется промывкой нефти с добавлением горячей пресной воды с вводом ДЭ и дальнейшим отстоем в отстойных аппаратах.

Учитывая фактическую высокую температуру процесса деэмульсации, несколько ступеней отстоя, организованных на существующем ЦППН, одной из ключевых задач процесса подготовки нефти на месторождении Каражанбас является выбор наиболее эффективного ДЭ из широкого спектра доступных реагентов, предлагаемых различными производителями и поставщиками.

Практически все современные ДЭ представляют собой сложные синтетические композиции поверхностно-активных веществ (ПАВ), получаемых через мно-

гоступенчатый синтез. Ключевыми свойствами ПАВ являются их способность к высокой поверхностной активности при адсорбции как в водной, так и в нефтяной фазах. Однако, наиболее существенной характеристикой ДЭ с точки зрения технологического процесса является их деэмульгирующая активность [8]. При этом, следует помнить, что результаты лабораторных исследований носят сравнительный характер и могут отличаться от реальных промысловых условий по глубине обезвоживания и обессоливания, т.к. в лаборатории невозможно полностью учитывать влияние всех факторов, присутствующих на месторождении.

### **Экспериментальная часть**

Для изучения влияния каждого фактора на данном этапе развития месторождения Каражанбас (вязкости, температуры, размеров глобул) проведен комплекс лабораторных исследований на пробах дегазированной нефти и нефтяной эмульсии различных скважин и на входе ДНС-2 и ЦППН.

Изначально были уточнены физико-химические свойства нефти.

Плотность и кинематическая вязкость нефти определены по СТ РК ASTM D 7042. Сущность метода заключается в определении динамической вязкости и плотности жидких прозрачных и непрозрачных нефтепродуктов и сырой нефти. Кинематическая вязкость рассчитывается делением измеренной динамической вязкости на плотность жидкости, полученной при той же температуре испытания. Испытательная проба помещается в измерительные ячейки, находящиеся при тщательно контролируемой и известной температуре. Измерительные контейнеры состоят из пары коаксиальных цилиндров и качающейся U-образной трубки. Динамическая вязкость определяется с помощью уравновешенной скорости вращения внутреннего цилиндра под давлением сдвига испытываемой пробы и индукционного тормоза в совокупности со скорректированными данными. Плотность определяется с помощью частоты раскачивания U-образной трубки в совокупности со скорректированными данными.

Содержание парафинов, смол и асфальтенов определялось по ГОСТ 11851-85 (метод А), заключающемуся в предварительном удалении асфальтово-смолистых веществ из нефти, их экстракции и адсорбции и последующем выделении парафина смесью ацетона и толуола при температуре  $-20^{\circ}\text{C}$ .

По полученным результатам плотность нефти при  $20^{\circ}\text{C}$  составляет  $0,9394-0,9398 \text{ г/см}^3$ , содержание серы –  $2,2-2,4\%$ , асфальтенов – около  $3,0\%$ , смол –  $17\%$  и выше, парафинов –  $2,5-2,9\%$ . Учитывая соотношение содержания смол, асфальтенов и парафина, образующаяся нефтяная эмульсия месторождения Каражанбас относится к асфальтеновому типу.

На текущий период плотность дегазированной нефти месторождения Каражанбас за годы эксплуатации практически не изменилась и составляет в среднем  $0,9395 \text{ г/см}^3$  при  $20^{\circ}\text{C}$ , в то же время плотность попутно добываемой воды снизилась и составляет в пределах  $1,018-1,022 \text{ г/см}^3$  по сравнению с начальной –  $1,0322 \text{ г/см}^3$ .

На рис. 1 представлена зависимость плотности товарной нефти и попутно добываемой воды от температуры для начального и текущего периодов.

В процессе длительной эксплуатации месторождения обводненность добываемой нефти существенно выросла и по многим скважинам составляет  $90\%$  и более.

Для изучения вязкости нефти с различной обводненностью были приготовлены нефтяные эмульсии с обводненностью от  $0$  до  $70\%$  с шагом  $10\%$ . Для

каждой эмульсии были проведены исследования вязкости при различных температурах в диапазоне от 0 до 70°C. По полученным результатам исследования, нефтяная эмульсия из нефти месторождения Каражанбас способна удерживать до 70% связанной воды во всем диапазоне рассматриваемых температур. При приготовлении эмульсии с большей обводнённостью часть связанной воды переходит в свободную фазу.

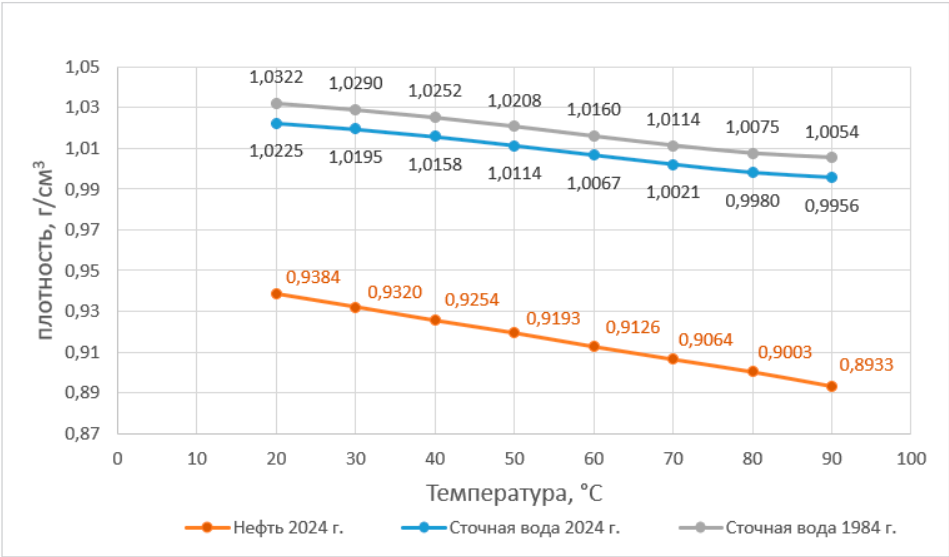


Рис. 1. Зависимость плотности товарной нефти и попутно добываемой воды от температуры

На рис. 2 представлен график зависимости вязкости от температуры для нефти с различной обводнённостью.

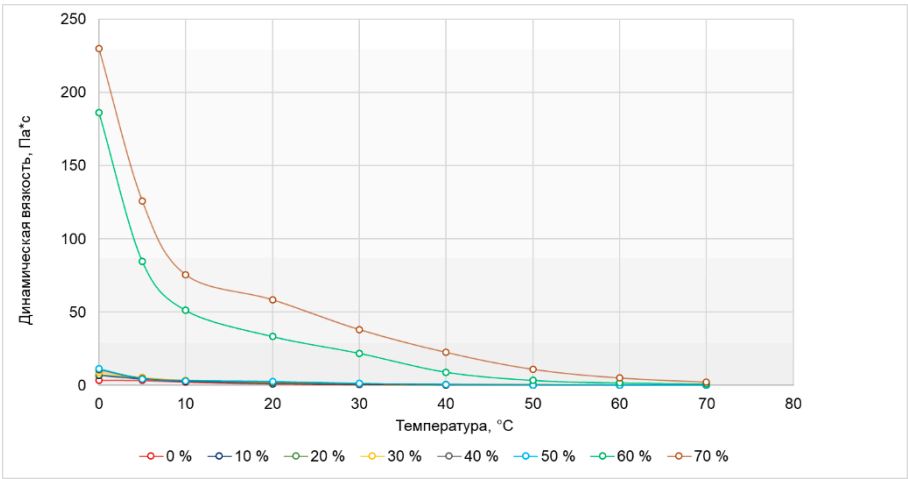


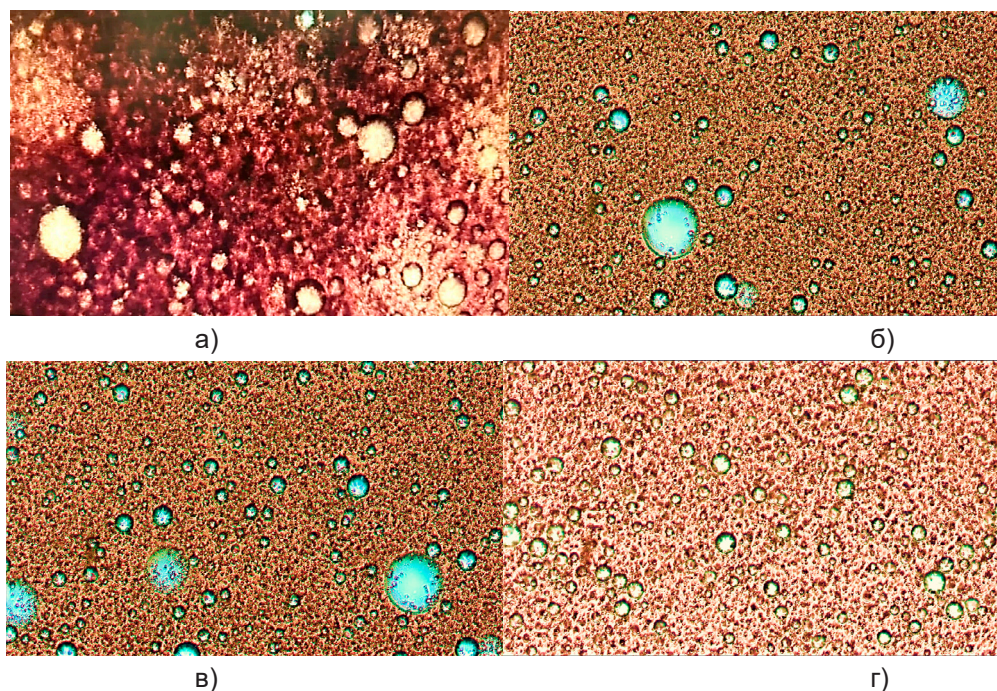
Рис. 2. Зависимость вязкости нефти различной обводнённости от температуры



Вода в нефтяной эмульсии содержится в виде глобул различного размера и формы. Диапазон размера капель в нефтяных эмульсиях 0,1–100 мкм, т.е. нефтяные эмульсии, как правило, полидисперсные.

На примере разных скважин месторождения Каражанбас изучение нефтяной эмульсии под микроскопом показало присутствие глобул воды разных размеров: мелкие глобулы –  $dK = 0,2 - 20$  мкм; средние –  $dK = 20 - 50$  мкм; крупные –  $dK = 50 - 300$  мкм.

На рис. 3 представлены фотографии нефтяной эмульсии месторождения Каражанбас под микроскопом.



**Рис. 3. Нефтяная эмульсия месторождения Каражанбас под микроскопом марки ZEISS Axio Scope.A1 (Германия)**

*а) скважина 2402, разрешение объектива 20х;*

*б) скважина 2402, разрешение объектива 40х*

*в) скважина 5908, разрешение объектива 40х;*

*г) скважина 4015, разрешение объектива 40х.*

Наличие мелкодисперсной фазы затрудняет коалесценцию глобул воды и гравитационный отстой [5, 8, 9].

Для выбора наиболее эффективного ДЭ проводятся сравнительные испытания новых реагентов ДЭ в лабораторных условиях с уже используемым базовым ДЭ.

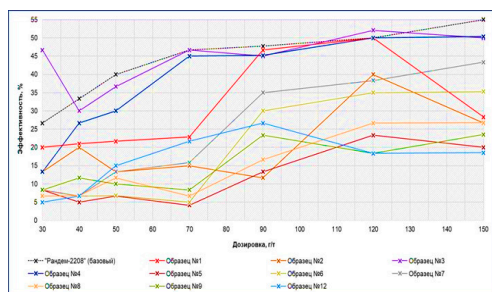
Эффективность ДЭ оценивается по методике выполнения измерений МВИ №5-2021, разработанной на основе проведения бутылочного теста («Bottle test»), общепринятого в нефтяной индустрии метода по подбору ДЭ, сущность которого заключается в визуальном наблюдении за расслаиванием эмульсий и водоотделением в стеклянных сосудах (бутылях-отстойниках). Исследуемые



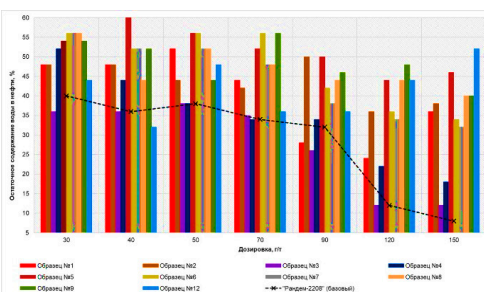
образцы вводятся в различных дозировках в водонефтяную эмульсию, разлитую в 100 мл отстойники и термостатируются, далее в заданные промежутки времени фиксируется количество воды, выделяющейся из эмульсии. Для оценки устойчивости исследуемой эмульсии в эксперимент включается «холостой» опыт, в котором эмульсию наблюдают при тех же условиях без добавления деэмульгатора. Тест в лабораторных условиях занимает, как правило, около 2 ч (120 мин), но продолжительность может быть скорректирована с учетом технологического режима на действующем объекте подготовки. По завершению «Bottle test», в нефти определяют остаточное содержание воды методом центрифугирования.

Поиск более эффективного ДЭ для условий месторождения Каражанбас по сравнению с базовым (применяемым) ведется постоянно. Из представленных АО «Каражанбасмунай» (далее – КБМ) 10 различных закодированных образцов были проведены лабораторные исследования по определению их эффективности в широком диапазоне удельных расходов для реального технологического режима и условий ДНС-2 (температура нагрева 40°C, 120 мин отстоя) и условий ЦППН (температура нагрева выше 90°C, 960 мин отстоя). Испытания ДЭ проводились непосредственно на месторождении Каражанбас на свежееотобранной пробе водонефтяной эмульсии (далее – ВНЭ).

В ходе проведения испытаний для условий ДНС-2 остаточная обводненность составила более 20-38% для всех испытуемых образцов. Результаты сравнительных исследований для 10 образцов представлены на рис. 4, 5.



**Рис. 4. Результаты сравнительных исследований ДЭ в условиях ДНС-2**



**Рис. 5. Зависимость остаточного содержания воды от удельного расхода ДЭ, ДНС-2**

Оптимальный удельный расход для условий ДНС-2 для всех испытуемых образцов ДЭ составил 120 мг/л.

Для условий ЦППН после длительного отстоя 960 мин в широком диапазоне удельных расходов (140-300 г/т) количество выделившейся воды не превысило 85%. Результаты сравнительных исследований для 10 образцов представлены на рис. 6, 7.

Оптимальный удельный расход для условий ЦППН для всех испытуемых образцов ДЭ составил 240 мг/л.

Дополнительно было проведено микроизучение нефтяных эмульсий после лабораторного теста в присутствии испытуемых образцов ДЭ. В табл. 1 представлены результаты оценки нефтяной эмульсии по снимкам, снятым микроскопом марки ZEISS AG (Германия), отобранной со среднего слоя, после термостатирования в присутствии испытуемых ДЭ при удельном расходе 240 мг/л.

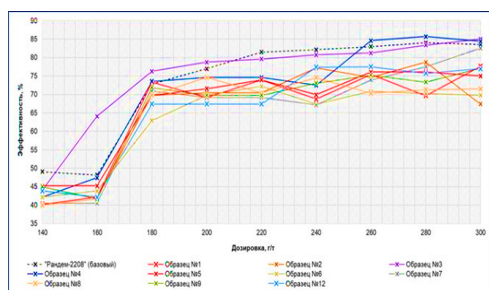


Рис. 6. Результаты сравнительных исследований ДЭ в условиях ЦППН после 960 мин отстоя

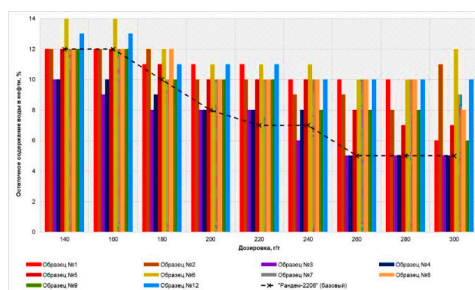
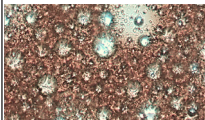
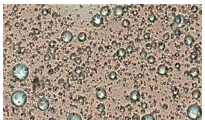


Рис. 7. Зависимость остаточного содержания воды от удельного расхода ДЭ, ЦППН

Табл. 1. Микроизучение для оценки нефтяной эмульсии

Наименование	Снимок	Описание	Наименование	Снимок	Описание
Холостая проба		Большие – 20 % Средние – 40% Мелкие – 40%	Образец №5		Большие – 15 % Средние – 25 % Мелкие – 60 %
Рандем-2208 (базовый)		Большие – 20 % Средние – 20% Мелкие – 60%	Образец №6		Большие – 40 % Средние – 30 % Мелкие – 30 %
Образец №1		Большие – 45 % Средние – 10% Мелкие – 45%	Образец №7		Большие – 50 % Средние – 20 % Мелкие – 30 %
Образец №2		Большие – 20 % Средние – 30 % Мелкие – 50 %	Образец №8		Большие – 50 % Средние – 20 % Мелкие – 30 %
Образец №3		Большие – 20 % Средние – 10 % Мелкие – 70 %	Образец №9		Большие – 40 % Средние – 30 % Мелкие – 30 %

Наименование	Снимок	Описание	Наименование	Снимок	Описание
Образец №4		Большие – 30 Средние – 20 Мелкие – 50	Образец №12		Большие – 15 % Средние – 25 % Мелкие – 60 %

### Обсуждение результатов

По полученным результатам физико-химических свойств нефть месторождения Каражанбас относится к типу «битуминозной» (более 0,9 г/см<sup>3</sup>), классу «высокосернистой» (2,2-2,4%), по содержанию парафина к «парафинистым» (2,5-2,9%), по содержанию асфальтено-смолистых веществ к «высокосмолистым» (17% и выше).

Плотность нефти за годы эксплуатации месторождения практически не изменилась и в среднем составляет 0,9395 г/см<sup>3</sup> в то время как плотность общего потока попутно добываемой воды снизилась с 1,0332 до 1,0225 г/см<sup>3</sup>, при этом на текущий момент разница в плотности нефти и воды при температуре 20°C составляет 0,0836 г/см<sup>3</sup>, незначительно увеличиваясь с повышением температуры (до 90°C) до 0,1023 г/см<sup>3</sup>. По сравнению с начальным периодом разница в плотности сократилась на 9%.

Скорость осаждения частиц дисперсной фазы определяется формулой:

$$V = 2/9r^2(\rho_1 - \rho_0)g/\mu_0, \quad \text{м/сек}, \quad (1)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения, м/сек<sup>2</sup>;

$r$  – радиус частиц (глобул), м;

$\rho_1$  и  $\rho_0$  – плотности дисперсной фазы и дисперсионной среды, кг/м<sup>3</sup>;

$\mu_0$  – вязкость дисперсионной среды, Па\*с.

При прочих равных условиях по распределению глобул по размерам при сокращении разницы в плотности нефти и воды на 9% скорость оседания глобул воды уменьшается на 15%, что негативно влияет на процесс гравитационного отстоя, усложняя процесс подготовки нефти. Другим влияющим фактором на скорость разделения фаз является вязкость.

Из представленных результатов (рис. 2) увеличение содержания связанной воды в нефтяной эмульсии до 60-70% способствует резкому повышению вязкости в области температур ниже 40°C, что соответствует условиям системы сбора и начальному этапу ее подготовки на ДНС-2. На ЦППН месторождения Каражанбас применяется последовательный нагрев до температуры 70°C и 90-93°C, которая ограничена температурой начала кипения нефти. Как видно из представленных результатов, при нагреве до 70°C и выше вязкость нефтяной эмульсии мало зависит от обводнённости.

Изучение деэмульгирующей активности 10 образцов ДЭ показало, что относительно базового реагента при условиях ДНС-2 и ЦППН все испытываемые ДЭ показали низкие результаты по степени обезвоживания во всем диапазоне удельных расходов.

Устойчивость эмульсии во многом зависит от характера распределения глобул по размеру.

При распределении глобул воды по размеру в узких пределах (глобулы воды имеют близкие к средним размерам, и разброс их размеров невелик) структура эмульсии характеризуется однородностью, что обуславливает стабилизацию эмульсии, так как взаимодействие между глобулами затруднено, особенно в вязкой среде.

При распределении глобул воды по размеру в широких пределах (глобулы воды имеют различные размеры, от мелких до крупных), эмульсия характеризуется неоднородностью структуры, глобулы более крупного размера легче подвергаются процессу коалесценции и разделению фаз [5, 7].

Результаты микроизучения показали, что после деэмульсации нефтяной эмульсии в течение 960 мин в присутствии различных ДЭ с удельным расходом 240 мг/л остаточная вода представляет собой в основном средне- и мелкодисперсную среду. При преобладании мелких глобул дальнейший отстой не приведет к заметному снижению содержания воды. Подготовка эмульсий при использовании образцов ДЭ №№ 2,3,4,5,12 требует дополнительных технологических мероприятий, т.к. на фоне низкого выделения воды преобладает мелкодисперсная фаза. В нефтяной эмульсии при использовании образцов ДЭ №№ 1, 6, 7, 8, 9 преобладают глобулы воды большого и среднего размера, процесс коалесценции не завершен и при дальнейшем отстое остаточное содержание воды будет снижаться. Однако, продолжительность отстоя ограничена возможностями существующего ЦППН. Поиск эффективных ДЭ необходимо продолжить. При подборе ДЭ необходимо наряду с деэмульгирующей активностью оценивать размеры глобул воды после отстоя.

### **Заключение и выводы**

На позднем этапе развития любого нефтяного месторождения обводненность добываемой продукции возрастает. По полученным результатам установлено, что нефть месторождения Каражанбас может содержать до 70% воды в связанном виде, которая находится преимущественно в мелкодисперсной фазе.

Вязкость нефтяной эмульсии выше вязкости дегазированной нефти.

Установлено, что увеличение содержания связанной воды в нефтяной эмульсии месторождения Каражанбас до 60-70% способствует резкому повышению вязкости в области температур ниже 40°C. При температуре 70°C и выше вязкость нефтяной эмульсии относительно мало зависит от обводнённости нефти.

Результаты лабораторных исследований показали, что эксплуатация месторождения тяжелой нефти с длительным применением технологии паротеплового воздействия приводит к закономерному снижению минерализации пластовой воды, и, соответственно, к сокращению разницы в плотности нефти и воды, затрудняя гравитационный отстой.

Повышение температуры процесса до 90°C не обеспечивает эффективного разделения фаз. Дальнейшее повышение температуры процесса ограничено температурой начала кипения нефти.

Для обеспечения надежных условий подготовки тяжелой нефти месторождения Каражанбас на поздней стадии разработки требуется существенный нагрев нефтяной эмульсии, не менее 90°C, длительный отстой в сочетании с эффективным деэмульгатором.

Изучение деэмульгирующей активности 10 образцов ДЭ показало, что относительно базового реагента при условиях ДНС-2 и ЦППН все испытываемые ДЭ показали низкие результаты по степени обезвоживания во всем диапазоне удельных расходов. После воздействия большинства испытанных образцов вы-

явлено преобладание мелкодисперсной водной фазы, что затруднило коалесценцию глобул воды и гравитационный отстой.

Для тяжелой высоковязкой нефти месторождения Каражанбас на позднем этапе развития для учета изменения физико-химических свойств нефтяной эмульсии и попутно добываемой воды необходимо продолжить поиск эффективных дезэмульгаторов. Основным критерием выбора является высокая дезэмульгирующая активность с первых минут воздействия в течение всего периода реагирования с формированием крупнодисперсной фазы.

### **Список использованной литературы**

1. Елеманов Б.Д., Герштанский О.С. Осложнения при добыче нефти. – М.: Наука, 2007. – 420 с.
2. Есетжанов А.А., Жайлыбай А.К., Саенко О.Б., Сагындилов М.С. Изучение применимости технологии пенных систем с целью выравнивания профиля приемистости паронагнетательных скважин месторождения Каражанбас. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2022, т. 4, № 2, с. 57-69.
3. Муллаев Б.Т.-С., Саенко О.Б., Серкебаева Б.С. и другие Способ повышения эффективности вытеснения нефти из продуктивного пласта нефтегазового месторождения. Инновационный патент на изобретение № 35212. Зарегистрирован в Государственном реестре изобретений Республики Казахстан. Номер и дата бюллетеня: №34 – 27.08.2021 г.
4. Ибрагимов И.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. и др. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.
5. Надиров Н.К. Водонефтяная смесь и проблемы ее разделения // Нефть и газ. – 2010, №3, с.72-78.
6. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: Фэн, 2000. 416 с.
7. Серкебаева Б.С., Исмаилов Г.Г., Адыгезалова М.Б. Исследование кинетики обезвоживания нефтяных эмульсий различными дезэмульгаторами. Материалы международной конференции «Рассохинские чтения» – Республика Коми, г.Ухта, ч.1, 2019, с. 221-225.
8. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств. – Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2005, №1, с.1-17.
9. Фукс И.Г. Коллоидная химия нефти и нефтепродуктов, под. ред. Туманян Б.П. – М., Техника, 2001, 95 с.

## **ҚАРАЖАНБАС КЕН ОРНЫ МЫСАЛЫНДА АУЫР МҰНАЙДЫ ДАЙЫНДАУДЫҢ ӘСЕР ЕТЕТІН ФАКТОРЛАРЫ МЕН ЕРЕКШЕЛІКТЕРІН ЗЕРТТЕУ**

**О.Б. Саенко, Б.С. Серкебаева, А.С. Нурбаев, Ж.У. Уалиханова,  
Ф.К. Нурбаева**

*Бүгінгі таңда Қазақстанның мұнай өндіру өнеркәсібі, кен орындарының кеш игерілуінің сатысы басым болуына байланысты, өндірілетін өнім сапасының төмендеуімен сипатталады. Бұл әсіресе асфальтты-шайырлы заттардың жоғары құрамымен, жоғары молекулалық көмірсутектердің басымдығымен*



және төмен қайнайтын фракцияларымен сипатталатын ауыр битумды мұнайы бар кен орындарына қатысты. Мұндай мұнайды дайындау кезінде деэмульсация процесін жақсарту үшін, жоғары температураны қажет етеді.

Бұл жұмыс мұнай мен өндірілген судың тығыздығының айырмашылығын көрсетеді, бұл тиімді деэмульсификация процесі үшін шамалы. Газсыздандырылған мұнай мен мұнай эмульсиясының үлгілеріне тұтқырлықтың, температураның және глобул өлшемдерінің әсерін зерттеу үшін зертханалық зерттеулер кешені жүргізілді. Тұтқырлықтың су кесу және технологиялық температураға тәуелділігі графикалық түрде көрсетілген. Су глобулдарының таралу сипаты мұнай эмульсиясының тұрақтылығына байланысты көрсетілген. Ұсақ дисперсті фазаның болуы су түйіршіктерінің бірігуін және гравитациялық шөгінділерді қиындатады. Мұндай эмульсияларды дайындау тиімді химиялық реагенттерді қолдануға байланысты қосымша технологиялық шараларды қажет ететіні анықталды. Деэмульгатор реагенттерін таңдау бойынша зерттеулердің нәтижелері берілген.

Ауыр битумдық мұнайды дайындау үшін судың тұнбаға түсуін және ең аз әсер ету уақытымен ұсақ түйіршіктердің бірігуін қамтамасыз ететін деэмульгаторларды таңдау қажет екені анықталды.

**Түйінді сөздер:** мұнай эмульсиясы, эмульсия тұрақтандырғыштары, деэмульгатор, деэмульсация, меншікті шығын, гравитациялық тұнба, глобулдар, полидисперстілік, ұсақтық, коалесценция, шөгу.

### **Информация об авторах**

**Саенко Ольга Бертовна** – директор департамента лабораторных исследований, [O.Sayenko@kmge.kz](mailto:O.Sayenko@kmge.kz)

**Серкебаева Базаргул Серкебаевна** – заведующий лабораторией физико-химических исследований, [B.Serkebayeva@kmge.kz](mailto:B.Serkebayeva@kmge.kz)

**Нурбаев Алтынбек Сергеевич** – инженер лаборатории исследования нефти и нефтепродуктов, [al.nurbayev@kmge.kz](mailto:al.nurbayev@kmge.kz)

**Уалиханова Жанар Уалихановна** – ведущий инженер лаборатории исследования нефти и нефтепродуктов, [Zh.Ualikhanova@kmge.kz](mailto:Zh.Ualikhanova@kmge.kz)

**Нурбаева Факизат Куандыковна** – ведущий инженер лаборатории физико-химических исследований, [Ph.Nurbayeva@kmge.kz](mailto:Ph.Nurbayeva@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, Казахстан

## **РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ АНТИКОРРОЗИЙНЫХ ИЗНОСОСТОЙКИХ НАСОСНЫХ ШТАНГ С ПОКРЫТИЕМ EXPE НА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ**

**Ж.С. Канбаева, М.А. Сихаев**

Насосная штанга является ключевым компонентом в процессе добычи нефти на месторождении. Она состоит из тела штанги и муфты, выполняет ряд важных функций. С развитием технологий добычи нефти и увеличением содержания воды на старых месторождениях, возникают новые вызовы, которые требуют улучшения конструкции насосных штанг.



*Растущее содержание воды на месторождении Узень вызывает проблемы с коррозией насосных штанг. Вода содержит агрессивные химические вещества, которые способны повредить штангу и сократить ее срок службы. Чтобы справиться с этой проблемой, необходимо использовать специальные материалы и покрытия, которые защитят штангу от коррозии и продлят срок ее службы.*

*Насосные штанги с защитным покрытием EXPE чаще используются в нефтегазовой отрасли в условиях агрессивных сред, таких как с высоким содержанием сероводорода ( $H_2S$ ) и углекислого газа ( $CO_2$ ). Покрытие EXPE обеспечивает высокую коррозионную стойкость, защиту от абразивного износа и химического воздействия, что значительно увеличивает срок службы оборудования и снижает затраты на обслуживание.*

**Ключевые слова:** штанги насосные, коррозия, агрессивные компоненты, деформация, обрыв, ПРС, НКТ, механические примеси.

## **Введение**

Актуальной проблемой в условиях зрелого месторождения Узень становится защита соединительной части насосной штанги (далее – НШ) от износа. Использование улучшенных насосных штанг с покрытием EXPE значительно снижает себестоимость добычи нефти. Такие штанги долговечнее и требуют меньше замен, что снижает расходы на обслуживание оборудования, также продлевают срок службы нефтяных колонн, что позволяет экономить на замене и обновлении оборудования.

Таким образом, использование улучшенных насосных штанг является важным шагом в развитии технологий добычи нефти. Они позволяют справиться с отказами, связанными с износом и коррозией. Срок службы выше обычных НШ в 5 раз и продлевают срок службы насосно-компрессорных труб (далее – НКТ) в 2 раза, что значительно снижает себестоимость добычи нефти.

Опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ) начались на 3 скважинах с февраля 2024 г. По состоянию на 01.01.2025 г. ОПИ по всем скважинам завершены с положительным результатом.

Основной целью проведения ОПИ являлась проверка работоспособности НШ с антикоррозионным и износостойким покрытием EXPE на добывающих скважинах месторождений АО «Озенмунайгаз».

## **Основные задачи:**

- Оценка эффективности применения НШ с покрытием EXPE на износостойкость и коррозионную стойкость;
- Определение срока эксплуатации НШ с покрытием EXPE.

## **Критерии оценки НШ с покрытием EXPE:**

- Отказы по причине обрыва НШ с покрытием EXPE – безотказная работа;
- Разрушение покрытия EXPE (потеря сплошности, истирание) – не более 5% от количества НШ в колонне труб;
- Наличие отбраковки НШ из-за истирания и коррозии во время проведения ОПИ по каждой скважине – не более 5% от количества НШ в колонне труб.

**Срок проведения ОПИ** – 180 суток.

Техническое сопровождение ОПИ антикоррозионных износостойких насосных штанг на 3 добывающих скважинах месторождения Узень

### **Скважина №66\***

7-го февраля 2024 г. на скважине 66\* начаты ОПИ и при наработке 37 суток 15.03.24 г. произошел первый отказ подземного оборудования (далее – ПО) по причине засорения механическими примесями. Подземное оборудование поднято в удовлетворительном состоянии. НШ в скважину спускались с бывшими в употреблении НКТ с защитным покрытием «Nilong». При визуальном осмотре выявлены протертости по покрытию трубы и отбракована 21 ед. НКТ. Состояние штанг – без протертостей и без отбраковки.

После проведенного подземного ремонта и запуска в эксплуатацию скважина отработала 47 суток, и 01.05.24 г. произошел второй отказ ПО также по причине засорения механическими примесями. Извлеченное ПО в удовлетворительном состоянии и годно к дальнейшей эксплуатации.



**Рис. 1. Состояние поднятых штанг со скважины 66\* от 01.05.24 г.**

После ПРС и запуска скважины наработка составила 11 суток, и 12.05.24 г. скважина была остановлена по причине отсутствия подачи жидкости. При подъёме и визуальном осмотре на устье скважины выявлен факт того, что шар всасывающего клапана насоса находится в заклинившем положении. Для детального изучения штанговый глубинный насос (далее – ШГН) был направлен на комиссионный разбор, где установлено что приемная клетка ШГН засорена защитным покрытием от НКТ.

По состоянию на 01.09.24 г. общая наработка насосных штанг с покрытием EXPE составила 208 суток, проведено 4 ПРС из-за наличия механических примесей, посторонних предметов в насосе и пропуска клапанов ШГН. За время ОПИ отбраковано 15 штук насосных штанг с покрытием EXPE. Все штанги повреждены у основания подэлеваторного бурта.

Причиной повреждения покрытия EXPE насосных штанг является увеличенный диаметр штанг. Применяемые стандартные элеваторы не подходили по размеру, вследствие чего происходило повреждение покрытия насосных штанг. Данная проблема выявлена в процессе спуска насосных штанг с покрытием. В

дальнейшем, при спуске НШ с покрытием в другие скважины данный момент был учтен и подобран элеватор с подходящим диаметром под штанги с покрытием ЕХРЕ. ОПИ завершены 01.09.2024 г., по истечении срока ОПИ (180 суток) комплект бывших в употреблении НШ с покрытием извлечен и 19.10.2024 г. установлен в скважине 9084, которая на данный момент работает с наработкой на отказ оборудования, равной 123 суткам.



**Рис. 2. Приемная клетка от ШГН со скважины 66\* засорена защитным покрытием от НКТ**



**Рис. 3. Поврежденные штанги из скважины 66\***

### **Скважина 63\*\***

На скважине 63\*\* ОПИ начаты 10-го февраля 2024 г., и при наработке 164 суток 23.07.24 г. произошел первый отказ глубинно-насосного оборудования по причине засорения механическими примесями. Поднятое подземное оборудование в удовлетворительном состоянии и годно к дальнейшей эксплуатации.

По состоянию на 01.09.24 г. наработка штанг составила 205 суток.

На данной скважине по причине истирания покрытия отбракованы 2 ед. насосных штанг в связи с эксплуатацией обычными НКТ. ОПИ завершены 01.09.2024 г. по истечении срока ОПИ (180 суток). Получен положительный эффект. Скважина в работе без остановки, при отказе ожидается комиссионный подъем ПО для оценки состояния штанг.

### **Скважина 38\*\***

На скважине 38\*\* ОПИ начаты 28-го февраля 2024 г., при наработке 314 суток 10.01.25 г. провели ПРС по причине отказа насоса. Поднятое подземное оборудование в удовлетворительном состоянии и годно к дальнейшей эксплуатации. Отбраковано две насосные штанги диаметром 22 мм с наружным покрытием EXPE по причине негодности резьбовой части. ОПИ завершены 01.09.2024 г. по истечении срока ОПИ (180 суток). Получен положительный эффект. Скважина в работе без остановки, при отказе ожидается комиссионный подъем ПО для оценки состояния штанг.



**Рис. 4. Поврежденные штанги из скважины 38\*\***

В табл. 1 представлен сводный анализ работы скважин со штангами с защитным покрытием EXPE.

### **Технико-экономическая эффективность**

Целью экономической оценки является определение эффективности использования технологии антикоррозионных износостойких насосных штанг с покрытием EXPE. Расчет капитальных и эксплуатационных затрат произведен на основании исходных данных, полученных при ОПИ. Исходные технологические параметры и экономические показатели представлены в табл. 2.

Табл. 1. Сводный зеркальный анализ работы скважин со штангами с защитным покрытием EXRE

№ п/п	№	ПРС за 2023 год				ПРС и ННО за зеркальный период (до ОПИ)				Дата внедрения НШ	Время эксплуатации, сут	НКТ тип	Количество ПРС и ННО при ОПИ				Откл. ННО сут	Текущий статус	Кол-во НШ шт.	% от-бра-ков-ки	Причина отбраковки
		Отр. дни	ПРС рем	ННО, сут	ПРС рем	Причина отказа	ННО сут	ПРС рем	ННО сут				Причина отказа								
1	66*	351	7	50	4	Обрыв штанги	62	07.02.2024	248	Нllong	5	50	Мех.примеси Пропуск клапанов Отворот штанги	-12	ПО Поднято	115	13% (15 шт)	Повреждения от элеватора ОПИ остановлен 01.09.2024 г. по истечении срока ОПИ – 180 дней			
	90**	351	7	50	3	Обрыв штанги	41	19.10.2024	123	Нllong	3	41	Заклин ШГН Отворот 133-штанги Отворот штанги	0	Работает	132	Комплект ФНШ б/у со скважины №66* спущен на скважину №90** с 29.11.24.				
2	63**	353	6	59	8	Обрыв штанги Пропуск клапанов	47	10.02.2024	375	НКТ	4	94	Пропуск клапанов Мех.примеси Отворот плунжера	47	Работает	139	1,4% (2 шт)	Истирание покрытия ОПИ остановлен 01.09.2024г по истечению срока ОПИ – 180 дней			
3	38**	340	8	49	6	Обрыв штанги	59	02.03.2024	354	ФНКТ	1	354	Пропуск клапанов	295	Работает	147	1,4% (2 шт)	Разрушение резьбы ОПИ остановлен 01.09.2024 г по истечению срока ОПИ – 180 дней			
Итого:		1395	28	50	21		52		1100		13	135		330		533	15,8% 19шт				

ФНКТ – футерованные насосно-компрессорные трубы; ФНШ – насосные штанги с покрытием; ШН – штанги насосные



Табл. 2. Техничко-экономическая оценка НШ с защитным покрытием EXPE

Показатели			Скв. 66*			Скв. 63**			Скв. 38**		
№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Стандартные	НШ ЕХРЕ	Откл.	Стандартные	НШ ЕХРЕ	Откл.	Стандартные	НШ ЕХРЕ	Откл.
	Кол-во скважин	скв	1	1	0	1	1	0	1	1	0
1	Реализация добытой нефти, тыс.тенге	тыс. тенге	41 792	41 792	0	28 985	28 985	0	28 754	28 754	0
1.1.	Отработанные дни	сутки	208	208	0	205	205	0	184	184	0
1.2.	Добыча нефти, за сутки в среднем на 1 скв	т	2,7	2,7	0	1,9	1,9	0	2,1	2,1	0
1.3.	Накопленная добыча нефти (парк)	т	370,7	370,7	0	257,1	257,1	0	255	255	0
1.4.	Недобор добычи нефти при проведении ПРС	т	21,4	21,4	0	18,8	3,8	-15	16,6	0	-16,6
1.5.	NetBack	тенге/т	112 751	112 751	0	112 751	112 751	0	112 751	112 751	0
2	Затраты на ПРС	тыс. тенге	30 712	0	-30 712	23 034	0	-23 034	30 712	0	-30 712
2.1.	Стоимость ПРС, тыс. тенге	тыс. тенге	7 678	7 678	0	7 678	7 678	0	7 678	7 678	0
2.2.	МРП, с учетом всех отказов	сутки	52	52	0	41	205	164	46	184	138
2.3.	Кол-во ремонтов в ср. на 1скв, с учетом всех отказов	ремонт	4	4	0	5	1	-4	4	0	-4
2.3.	Кол-во ремонтов в ср.на 1скв. из-за отказа ШН	ремонт	4	0	-4	3	0	-3	4	0	-4
2.4.	Кол-во ремонтов, из-за отказа ШН	ремонт	4	0	-4	3	0	-3	4	0	-4
3	Затраты на закуп НШ взамен отбракованных	тыс. тенге	2 083	838	-1 245	1 447	112	-1 335	116	0	-116
3.1.	Средняя наработка ШН	сутки	52	52	0	41	205	164	46	184	138



3.2.	Количество ШН, всего	шт	113	113	0	139	139	0	145	145	0
3.3.	Отбраковка ШН за отчетный период	шт	72	15	-57	50	2	-48	4	0	-4
3.4.	Процент отбраковки ШН	%	64%	13%	-50,40%	36%	1%	-35%	3%	0%	-3%
<b>4</b>	<b>Затраты на закуп оборудования</b>	<b>тыс. тенге</b>	<b>3 295</b>	<b>6 387</b>	<b>3 092</b>	<b>4 043</b>	<b>7 827</b>	<b>3 784</b>	<b>4 243</b>	<b>8 242</b>	<b>3 998</b>
4.1.	Количество ШН, всего	шт	113	113	0	139	139	0	145	145	0
4.2.	Стоимость ШН-19	тыс. тенге	27,9	52,8	24,9	27,9	52,8	24,9	27,9	52,8	24,9
4.3.	Стоимость ШН-22	тыс. тенге	30	58,9	28,9	30	58,9	28,9	30	58,9	28,9
4.4.	Кол-во ШН-19мм	шт	44	44	0	59	59	0	49	49	0
4.5.	Кол-во ШН-22мм	шт	69	69	0	80	80	0	96	96	0
<b>5</b>	<b>Затраты (п.2+3+4)</b>	<b>тыс. тенге</b>	<b>36 090</b>	<b>7 225</b>	<b>-28 865</b>	<b>28 524</b>	<b>7 939</b>	<b>-20 585</b>	<b>35 071</b>	<b>8 242</b>	<b>-26 830</b>
<b>6</b>	<b>Эффект с учетом добычи нефти (п.1-5)</b>	<b>тыс. тенге</b>	<b>5 702</b>	<b>34 567</b>	<b>28 865</b>	<b>461</b>	<b>21 046</b>	<b>20 585</b>	<b>-6 317</b>	<b>20 513</b>	<b>26 830</b>

За счет снижения количества ПРС экономия затрат составила:  
по скважине 66\* – 28 865 тыс. тенге; по скважине 63\*\* – 20 585 тыс. тенге; по скважине 38\*\* – 26 830 тыс. тенге.

## Выводы и рекомендации

По состоянию на 01.01.25 г. ОПИ завершены, наработка насосных штанг с покрытием EXPE по трем скважинам составила соответственно 208, 205, и 314 суток.

Ниже в табл. 3 представлена сводная информация достижения критериев эффективности ОПИ.

Табл. 3. Техничко-экономическая оценка НШ с защитным покрытием EXPE

№	Критерии оценки	Результаты ОПИ		
		66*	63**	38**
1	Наработка штанг 180 суток	достигнуто	достигнуто	достигнуто
2	Отказы по причине «обрыв штанги»	отсутствуют	отсутствуют	отсутствуют
3	Разрушение защитного покрытия EXPE	имеется	имеется	отсутствует
4	Отбраковка штанг не более 5% от количества НШ в колонне труб	15 шт (13%)	2 шт (1,4%)	2 шт (1,4%)

### 1. Преимущества насосных штанг с покрытием EXPE:

- **Повышенная стойкость к коррозии:** EXPE защищает стальные поверхности от воздействия агрессивных компонентов.
- **Устойчивость к механическим повреждениям:** покрытие помогает минимизировать износ при трении и вибрации.
- **Продление срока службы оборудования:** защитное покрытие уменьшает необходимость в частых заменах штанг, что снижает затраты на эксплуатацию.
- **Экономическая выгода:** уменьшение частоты поломок и простоев снижает затраты на ремонтные работы и замену оборудования.

2. Применение насосных штанг с покрытием EXPE существенно снижает вероятность отказов оборудования, минимизирует риск обрывов и обеспечивает надежную и безопасную эксплуатацию подземных систем.

3. В целях исключения повреждения покрытия у основания подэлеваторного бурта рекомендуется использовать специальный элеватор штанговый (поставщик оборудования должен обеспечить специальным элеватором);

4. Насосные штанги с защитным покрытием EXPE рекомендуется эксплуатировать с НКТ с защитным покрытием.

## Список использованной литературы

1. Отчет по ОПИ антикоррозийных износостойких насосных штанг с покрытием EXPE на добывающих скважинах месторождений АО «Озенмунайгаз». – Актау, 2025.
2. Руководство по эксплуатации насосных штанг с покрытием EXPE.

# ӨЗЕН КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ ӨНДІРУШІ ҰҢҒЫМАЛАРЫНДА ЕХРЕ ЖАБЫНЫ БАР ТОЗУҒА ТӨЗІМДІ СОРҒЫ ШТАНГАЛАРЫН ТӘЖІРИБЕЛІК-ӨНЕРКӘСІПТІК СЫНАУ НӘТИЖЕЛЕРІ

Ж.С. Қанбаева, М.А. Сихаев

Температуралық және гидравликалық режимді бұза отырып, технологиялық процесте іркілістер тудыратын болат құбырлардың қарқынды коррозиясына, авариялық жөндеулерге байланысты тоқтап қалуын қысқарту мақсатында «Маңғыстаумұнайгаз» АҚ Қаламқас кен орнының жоғары қысымды құбыржолында қабаттық қысымды ұстап тұру жүйесі (бұдан әрі ҚҚҰ) жағдайында икемді композиттік құбырларды (бұдан әрі-ИКҚ) пайдалануға енгізу, жұмыс тиімділігін тексеру және сенімділігіне баға беру үшін өнеркәсіптік-тәжірибелік сынақтар (бұдан әрі – ӨТС) жүргізуге бастамашылық жасады.

Жоғарыда аталған жұмыстарды орындау үшін компания ISO 450001: 2018 сәйкес шығарған икемді композиттік құбырлар таңдалды.

ӨТС техникалық сүйемелдеу үшін «Маңғыстаумұнайгаз» АҚ пен «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС «ҚазмұнайгазF3ЖИ» филиалы арасында шарт жасалды.

Зерттеулер Қаламқас кен орны жағдайындағы ҚҚҰ жүйесіне арналған Ø123 мм 90 атм. икемді композиттік құбырды қолдану бойынша өнеркәсіптік-тәжірибелік сынақтар бағдарламасына сәйкес жүргізілді.

**Түйінді сөздер:** икемді композиттік құбырлар, құбыр қабырғаларындағы коррозия, құбырдың тығыздығы, қалыңдығының жұқаруы, шөгінділер, жарықтар, қабыршақтану, деформация.

## Информация об авторах

**Канбаева Жанат Сатыбалдыевна** – эксперт службы техники и технологии добычи нефти и газа, Zh.Kanbayeva@kmge.kz

**Сихаев Максат Аразбекович** – руководитель службы техники и технологии добычи нефти и газа, M.Sikhayev@kmge.kz

ООО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, Казахстан

## ОПЫТ ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ НА ПРИЕМИСТОСТЬ С ЦЕЛЬЮ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ППД НА КАРБОНАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

А.Б. Калмагамбет, Б.Т. Мұхамбетов, Б.Б.Тлегенов

В статье описываются геологическое строение, опыт испытания пластов на приемистость с целью организации системы ППД. На текущий момент месторождения разрабатываются на естественном режиме, и организация системы поддержания пластового давления является первостепенной задачей. Карбонатные месторождения осложнены тектоническими разломами на отдельные блоки, и неравномерная добыча углеводородного сырья

может привести к нарушению баланса в геологической среде. Длительный отбор жидкости без поддержания пластового давления приводит к изменению полей напряжений в резервуаре, что инициирует возникновение деформаций земной поверхности. Для предупреждения данных событий необходимо поддержание пластового давления. При закачке воды миграция происходит по сложной разветвленной системе трещин, каверн и поровых каналов. Наиболее проницаемыми в продуктивной толще являются закарстованные интервалы и зоны повышенной трещиноватости, служащие основными путями миграции флюидов. Принимая во внимание сложность организации системы ППД из-за высоких устьевых давлений, удаленность месторождений от источников воды, а также возможное образование каверн и карстов, в рамках статьи разработана концепция разработки карбонатных месторождений.

**Ключевые слова:** горные породы, карбонатный коллектор, поддержание пластового давления, нефтепродукты, давление нагнетания, призабойная зона пласта, приемистость.

**Введение.** Геологические запасы карбонатных отложений составляют 4,2% от всех запасов Южного Мангышлака, извлекаемые – 2,7%. Месторождения относятся к мелким, с небольшими запасами, глубокие с аномально высоким пластовым давлением на начальной стадии, залежи массивные, мощные по толщине, осложненные многочисленными тектоническими нарушениями. Продуктивные пласты низкопроницаемые, с развитием вертикальной трещиноватости, и при таких условиях механизм поршневого вытеснения нефти агентом не работает, в основном происходит продвижение по трещинам. На текущий момент месторождения разрабатываются на естественном режиме, и организация системы поддержания пластового давления является первостепенной задачей.

**Материалы и методы исследования.** На карбонатных месторождениях за период 2009-2021 гг. проведены исследования по определению приемистости карбонатных коллекторов триасовых отложений [1]. Результаты проведенных исследований на приемистость показали техническую сложность организации и освоения системы ППД на месторождениях с карбонатными коллекторами, связанную с необходимостью обеспечения на устье скважин высоких устьевых давлений нагнетания 160-560 атм (табл. 1), близких, а иногда выше давления гидроразрыва пласта, при этом приемистости составили от 158 м<sup>3</sup>/сут до 3067 м<sup>3</sup>/сут, а также с частыми негерметичностями пакеров из-за высоких температур.

Наиболее интересным является определение приёмистости на скважине №Х11 месторождения Е, проведенное в 2021 г.

Месторождение находится в 30 км от основного источника воды для поддержания пластового давления. На текущий момент разработка ведется на естественном режиме по 20 скважинам. Продуктивными пластами являются доломиты, с глубиной залегания в среднем 3000 м. По типу природного резервуара залежь – массивная, тектонически-экранированная. Нефть легкая, маловязкая, с давлением насыщения 17,0 МПа, содержание серы до 0,1%, парафина 15-19%. Утвержденный коэффициент извлечения нефти составляет – 0,196 д. ед., текущий 0,047 д. ед. на текущий момент добыто 638,1 тыс. т нефти. Отмечается преждевременная выработка запасов, при отборе от начальных извлекаемых запасов (далее – НИЗ) 24,1%, обводненность составила 41,4%. Текущее пластовое давление составило 20,2 МПа при начальном 33,6 МПа.

Работы по определению приемистости выполнялись по разработанному плану исследовательских работ.

По плану проведения метода установившихся закачек (далее – МУЗ) намечалось провести закачку в 3 режимах:

1. Продолжительность 72 часа. Приемистость  $\approx 250$  м<sup>3</sup>/сут и Рзаб 510-520 атм. Объем закачанной воды в диапазоне 750 м<sup>3</sup>.
2. Продолжительность 72 часа. Приемистость  $\approx 274$  м<sup>3</sup>/сут и Рзаб 530-550 атм. Объем закачанной воды в диапазоне 820 м<sup>3</sup>.
3. Продолжительность 72 часа. Приемистость  $\approx 300$  м<sup>3</sup>/сут и Рзаб 550-570 атм. Объем закачанной воды в диапазоне 900 м<sup>3</sup>.

Индикаторная кривая определяет характер фильтрации жидкости в призабойной зоне пласта.

Способ смены режима работы скважины осуществлялся путем увеличения производительности цементировочного агрегата (ЦА) и соответственно увеличения расхода жидкости.

Продолжительность периода закачки воды составила 12 суток 9 часов. За весь период исследования закачано 2250 м<sup>3</sup> воды.

В период от 20.04.2021 г. по 27.04.2021 г. проведен первый режим исследования методом установившихся режимов закачки. Устьевое давление закачки в диапазоне 110-200 атм. Суммарное время закачки за исключением остановок составило около – 95 часов 20 минут.

В период от 27.04.2021 г. по 30.04.2021 г. проведен второй режим МУЗ. Устьевое давление закачки в диапазоне 120-180 атм. Суммарное время закачки с исключением остановок составило около 63 часов и 18 минут.

В период от 30.04.2021 г. по 03.05.2021 г. проведен третий режим МУЗ. Устьевое давление закачки в диапазоне 100-170 атм. Суммарное время закачки с исключением остановок составило около 64 часов 25 минут.

С целью организации системы ППД на месторождении в период 20.04.2021-09.05.2021 г. проведено определение приемистости на скважине. Из ближайшего месторождения на скважину завезено 2250 м<sup>3</sup> воды. Непрерывная закачка осуществлялась в течение 12 суток, проведено три режима закачки. Давление закачки составило 160-205 атм, давление на забое 510-590 атм. Динамика изменения параметров в ходе проведения исследования представлена на рисунке. Красными точками показан характер изменения забойного давления при режимных исследованиях, зеленой линией – устьевое давление, синей линией – приемистость, и желтой линией – температура. После проведения исследования закачки, скважину остановили на исследовании методом падения давления (КПД) для получения фильтрационных и энергетических параметров пласта. Таким образом доказана приемистость продуктивных пластов. Но ее осуществление технически сложно и экономически нецелесообразно ввиду больших глубин, высоких устьевых давлений, обустройства месторождения по ППД и снабжения воды [2-3].

**Результаты.** По результатам КПД проведена обработка в программном комплексе Saphir 4.3. Путем подбора и уточнения моделей ствола скважины, пласта и границы удалось получить фильтрационные и энергетические параметры пласта.

Полученные результаты фильтрационных свойств соответствуют смоделированным кривым изменения давления во времени. Состояние призабойной зоны пласта хорошее. Закачка воды проходит по трещине. Режим течения по модели двойной пористости.

По результатам определения приемистости на скважине №Х11 отмечается, что пласт в целом принимает при давлении в диапазоне 205-160 атм, приемистость скважины составила 250 м<sup>3</sup>/сут.

Табл. 1. Результаты определения приемистости на скважинах с карбонатными коллекторами

Месторождение	Дата исследования	Скважина №	Режим	Устьевое давление, атм	Расход, м³/мин	Объем закачки, м³	Приемистость, м³/сут	Обводненность, %	ОИЗ, %	Рпл, МПа		Рнас, МПа
										нач.	тек.	
А	04.02.2013	XX32	1	340	0,75	15	981	37,9	65,5	52,6	31,5	18,8
	04.02.2013		2	410	1,3	15	1963					
	04.02.2013		3	520	2	15	2700					
	22.05.2009	X27X	1	510	0,3	15	432					
	22.05.2009		2	560	0,9	8	1296					
	01.06.2009		-	460	0,3	7,5	432					
	24.08.2017		-	380	0,1	10	158					
В	22.03.2013	X1X	1	250	0,3	15	432	23,3	4,3	33,7	25	13,2
	22.03.2013		2	300	0,9	15	1296					
	22.03.2013		3	410	1,6	15	2300					
С	08.02.2013	X3XX	1	360	0,3		-	29,4	6,1	60,1	34	20,3
	19.02.2013		1	520	0,3	10	-					
D	15.01.2013	XXX5	1	320	0,75	15	1080	30,4	88,6	55,6	30	20,6
	15.01.2013		2	400	1,38	15	1987,2					
	15.01.2013		3	500	2,13	7	3067,2					
	22.03.2013		1	200	0,3	15	432					
E	22.03.2013	X8XX	2	220	0,85	15	1080	43,6	23,8	33,6	20,2	18,3
	22.03.2013		3	350	1,6	15	2160					
	20.04.2021		1	164,8	4,5	897	141,3					
	26.04.2021	X11	2	154,2	8,9	667	219,6					
	30.04.2021		3	150,9	4,5	686	229,5					
F	15.12.2012	XX12	1	535	0,2	12	-	31,5	17,1	44,1	35,1	13

ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы



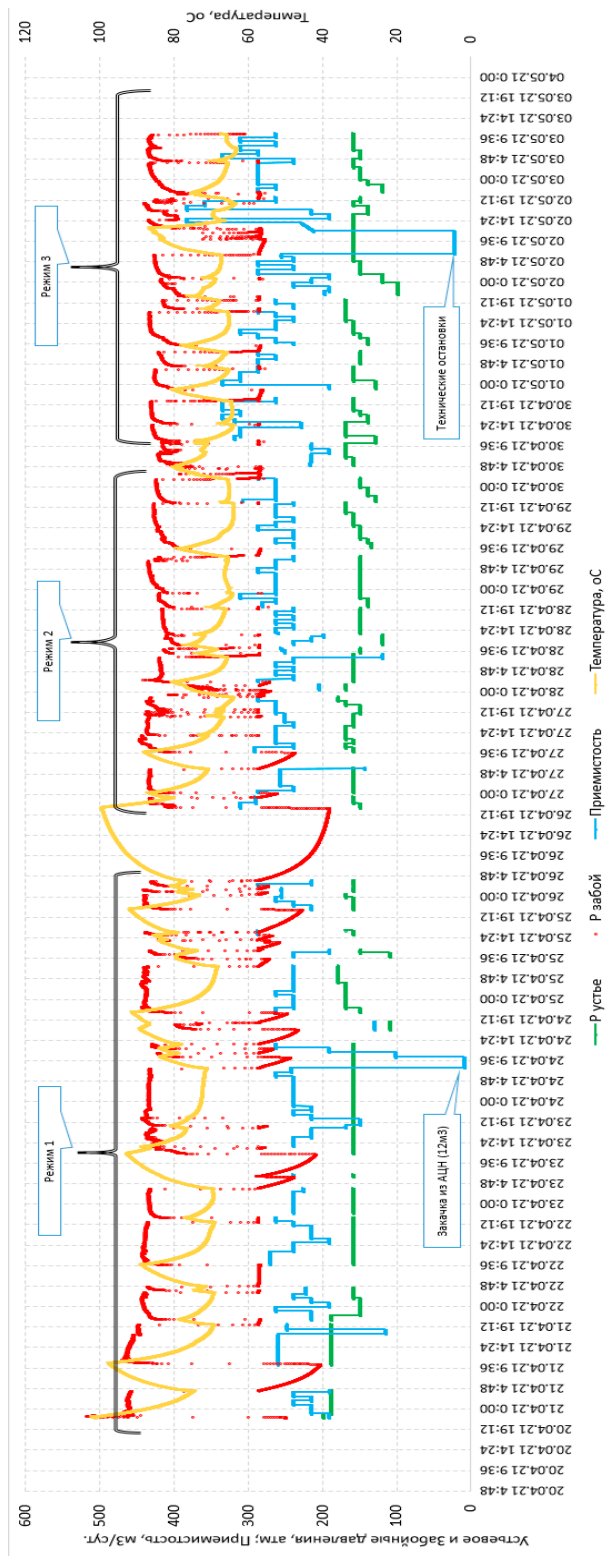


Рис. 1. Динамика изменения параметров в ходе проведения исследования

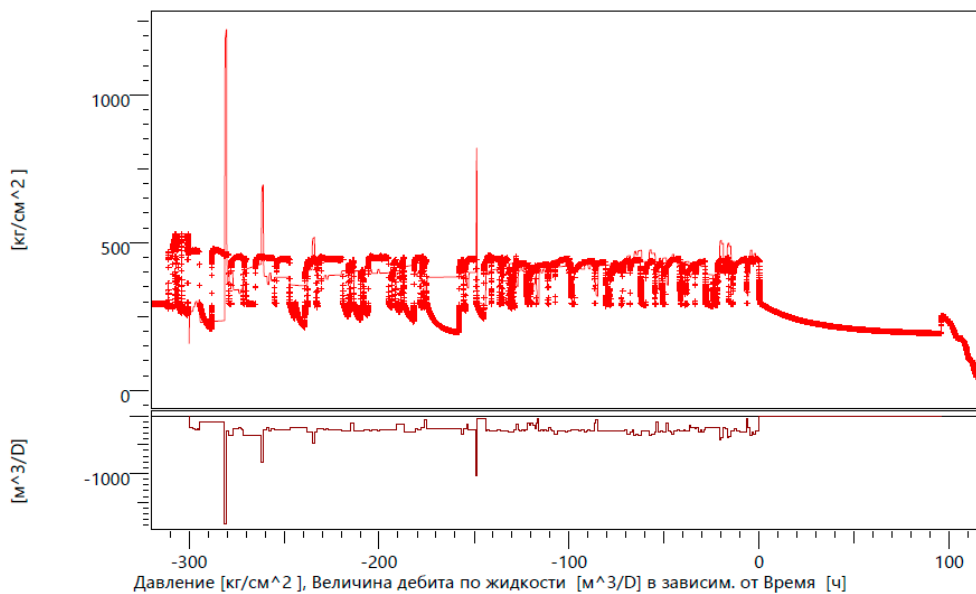


Рис. 2. График изменения давления во времени (P – t)

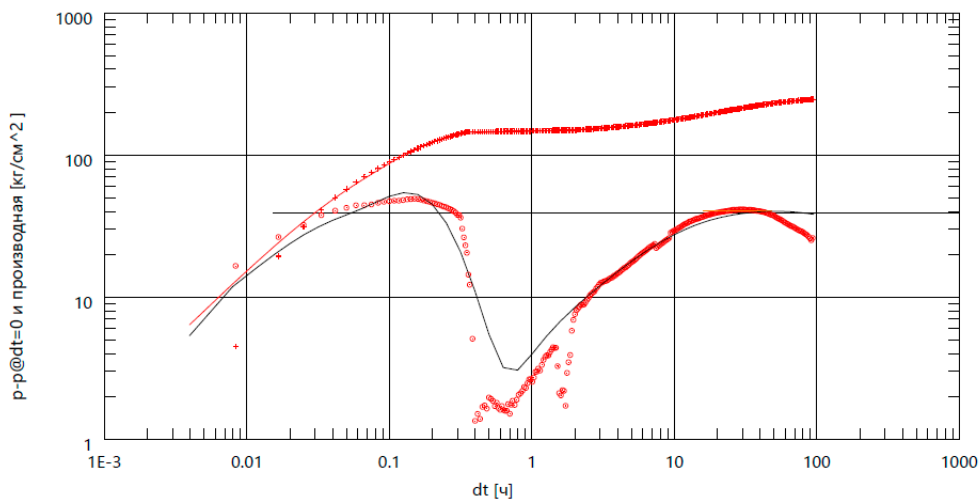


Рис. 3. Изменение забойного давления во времени (КПД) в логарифмических координатах и ее производная

Как отмечалось выше, карбонатные месторождения осложнены тектоническими разломами на отдельные блоки, и неравномерная добыча углеводородного сырья может привести к нарушению баланса в геологической среде. Длительный отбор жидкости без поддержания пластового давления приводит к изменению полей напряжений в резервуаре, что инициирует возникновение деформаций земной поверхности. Для предупреждения данных событий необходимо поддержание пластового давления [4].

## Параметры, полученные после интерпретации

Давление КПД		Параметры модели	
Дебит	0 м <sup>3</sup> /D	Параметры скважины и ствола скв. (Иссл.скважина)	
Изменение дебита	264 м <sup>3</sup> /D	C	0.0045 м <sup>3</sup> /см <sup>2</sup> /кг
P при dt=0	438.144 кг/см <sup>2</sup>	Ci/Cf	1.54
Pi	158.895 кг/см <sup>2</sup>	дельта_t	0.442 ч
Сглаживание	0.1	Скин	-3.84
Выбранная модель		Параметры: пласт и границы	
Вариант модели	Стандартная модель	Pi	158.895 кг/см <sup>2</sup>
№ Скважины	Вертикальная, Изм. ВСС (по Hegeman)	k.h	23.5 md.m
Пласт	PSS с двойной пористостью	k	0.933 md
Граница	Один разлом	Омега	5.34E-6
		Лямбда	1.91E-5
		L - P - константа.	122 м
Осн. параметры модели		Производн. и вторичн. параметры	
T совпад.	32.7 [ч]-1	Delta P (Полный скин)	-301.431 кг/см <sup>2</sup>
P совпад.	0.0128 [кг/см <sup>2</sup> ]-1	Отношение Delta P (Полный скин)	-121.236 %
C	0.0045 м <sup>3</sup> /см <sup>2</sup> /кг		
Полный скин	-3.84		
k.h, полн.	23.5 md.m		
k, средняя	0.933 md		
Pi	158.895 кг/см <sup>2</sup>		

Рис. 4. Параметры, полученные после интерпретации

Карбонатные толщи при закачке в них воды подвержены развитию в них карстообразования и каверн. При закачке воды миграция происходит по сложной разветвленной системе трещин, каверн и поровых каналов. Наиболее проницаемыми в продуктивной толще являются закарстованные интервалы и зоны повышенной трещиноватости, служащие основными путями миграции флюидов.

Проникновение воды в разломные или трещино-поровые зоны приводит либо к уменьшению коэффициента трения в разломной зоне, либо к увеличению порового давления. В первом случае, при определенном уровне уменьшения сил сцепления, в зоне разлома могут резко увеличиться сколовые деформации с последующей активизацией разлома. Во втором случае – увеличение порового давления флюида может повысить уровень нормального напряжения в среде с реализацией его через возникновение сейсмических событий.

Достоверное заключение о проявлении той или иной формы геодинамических событий сделать практически невозможно. Тем не менее, можно утверждать, что все многообразие различных сочетаний факторов геодинамического риска может быть реализовано в форме четырех основных и наиболее часто встречающихся событий природного и природно-техногенного генезиса, которые могут возникать в определенных комбинациях на месторождениях:

- активные в настоящее время разломы, которые могут активизироваться под влиянием процессов разработки месторождений углеводородов;
- обширное и неравномерное по площади проседание земной поверхности, связанное с извлечением углеводородного сырья, падением пластового давления, неравномерным площадным распределением физических свойств пород-коллекторов;
- горизонтальные движения массивов горных пород, как следствие просадки земной поверхности, которые могут усиливаться за счет активизации локальных аномалий напряжений и влияния локальных неоднородностей в пластических породах.

Данные события возникают как при отборе флюидов, так и при воздействии на пласт путём закачки в него жидкости для поддержания пластового давления. Отбор значительной массы флюида из резервуара и изменение давления в нём приводят к снятию нагрузки, например, с нижележащих аномально напряжённых пород фундамента, что чревато возможным сжатием продуктивных пластов.

Таким образом, реализация системы ППД с использованием воды приводит к образованию трещин в призабойной зоне за счет высоких устьевых давлений и дальнейшему развитию каверн и карстов с дальнейшим возможным образованием тектонических событий.

Принимая во внимание сложность организации системы ППД из-за высоких устьевых давлений, удаленности месторождений от источников воды, отрицательной экономической составляющей при ее организации и обустройстве, а также возможного образования каверн и карстов, в рамках данной статьи разработана концепция разработки карбонатных месторождений. Для разработки карбонатных месторождений предлагается технология бурения горизонтальных добывающих скважин с «нанизыванием» трещин. Данный метод позволит объединить горизонтальными скважинами сеть вертикальных трещин и мелких разломов. Альтернативой закачке воды выбран газ, технология «сайклинг-процесса» с закачкой собственного газа в горизонтальные нагнетательные скважины. Так как газ имеет меньшую плотность, чем нефть, нагнетательные скважины должны быть расположены в нижней части продуктивного пласта, при этом в процессе продвижения газа через нефтяные слои он будет растворяться полностью, что исключает возможность появления техногенной газовой шапки. Дополнительным альтернативным источником при закачке газа можно использовать азот, который будет добываться из воздуха специальным оборудованием. Применение углекислого газа сопровождается образованием слабой угольной кислоты что приводит к коррозии подземного и наземного оборудования, но в принципе он может быть рассмотрен при лабораторных исследованиях.

Концепцию условно можно разделить на два варианта, в первом варианте предлагается перпендикулярное расположение горизонтальных газонагнетательных скважин к добывающим горизонтальным (рис. 5 и 6). Во втором варианте предлагается параллельное расположение нагнетательных и добывающих, но при этом расположение нагнетательных предлагается устанавливать ниже добывающих (рис. 7 и 8). В данном варианте возможно попеременное отключение газонагнетательных и добывающих скважин.

В целом влияние воды на интенсивность образования каверн должно быть изучено в лабораторных условиях.

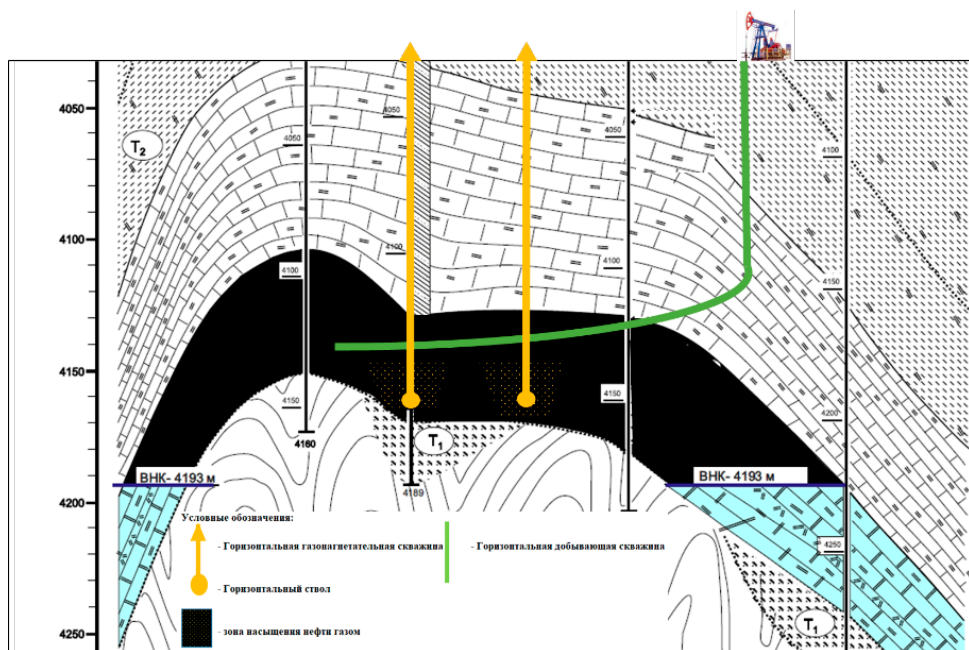


Рис. 5. Схематический профиль заправки газа в продуктивные пласты, 1 вариант

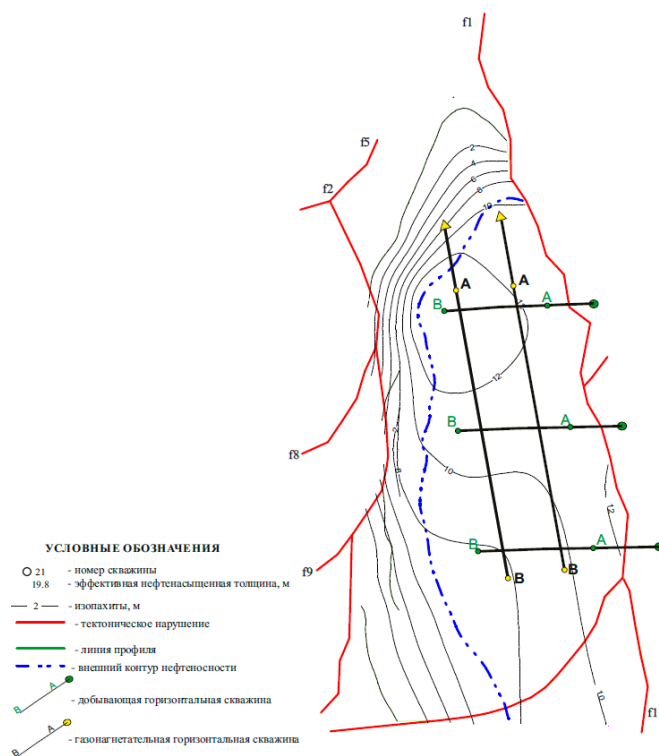


Рис. 6. Концепция расположения горизонтальных скважин, 1 вариант

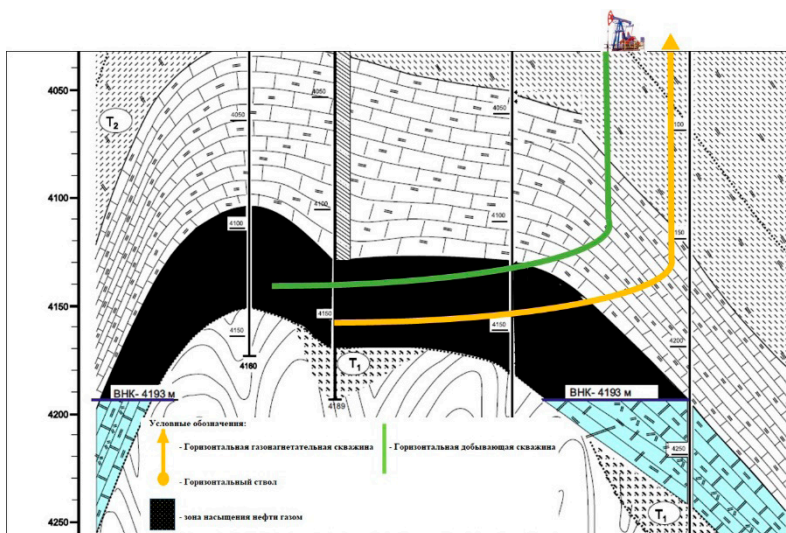


Рис. 7. Схематический профиль заправки газа в продуктивные пласты, 2 вариант

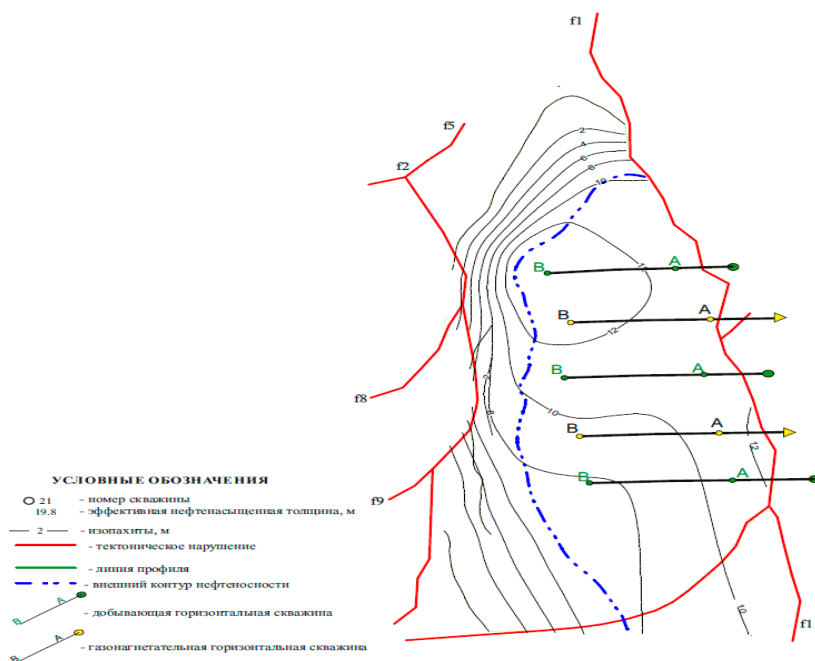


Рис. 8. Концепция расположения горизонтальных скважин, 2 вариант

#### Выводы:

- Результаты проведенных исследований доказали приемистость продуктивных пластов.
- Но ее осуществление технически сложно и экономически нецелесообразно ввиду больших глубин, высоких устьевых давлений, обустройства месторождения по ППД и снабжения воды.



- Длительный отбор жидкости без поддержания пластового давления приводит к изменению полей напряжений в резервуаре, что инициирует возникновение деформаций земной поверхности.
- Реализация системы ППД с использованием воды приводит к образованию трещин в призабойной зоне, за счет высоких устьевых давлений и дальнейшему развитию каверн и карстов с дальнейшим возможным возникновением тектонических событий.
- Образование трещин и каверн приводит к прорыву воды к добывающим скважинам и к безвозвратной потере.
- Для разработки карбонатных месторождений предлагаем рассмотреть технологию бурения горизонтальных добывающих скважин с «нанизыванием» трещин. Альтернативой закачке воды выбраны газ, технология «сайклинг-процесса» с закачкой собственного газа (с добавлением азота или  $\text{CO}_2$ ) в горизонтальные нагнетательные скважины.
- Рекомендуются к рассмотрению два варианта системы расположения газонагнетательных скважин.
- Влияние воды на интенсивность образования каверн должно быть изучено в лабораторных условиях.

#### **Список использованной литературы**

1. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Хижняк Г.П. Оценка анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов по кривым восстановления давления. – Нефтяное хозяйство, 2013, №4, с. 60-61
2. Ваганов Л.А., Сенцов А.Ю., Анкудинов А.А., Поляков Н.С. Расчет оптимальной приемистости нагнетательных скважин в условиях площадной системы заводнения. – Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2017, № 6.
3. Андреев В.Е., Чудинова Д.Ю., Чижов А.П., Чибисов А.В. Оптимизация системы заводнения в терригенных и карбонатных коллекторах. – Проблема сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2016, №4.
4. Мартюшев Д.А., Мордвинов В.А. Особенности разработки сложнопостроенной залежи нефти в условиях трещиновато-порового коллектора. – Нефтяное хозяйство, 2015, № 3, с. 22-24.

## **КАРБОНАТТЫ КЕН ОРЫНДАРЫНДА ҚАБАТ ҚЫСЫМЫН ҰСТАУ ЖҮЙЕСІН ҰЙЫМДАСТЫРУ МАҚСАТЫНДА ҚАБАТТАРДЫҢ ҚАБЫЛДАҒЫШТЫҒЫН ЗЕРТТЕУ**

**А.Б. Калмагамбет, Б.Т. Мұхамбетов, Б.Б.Тлегенов**

*Бұл мақалада мұнай және газ кәсіпорындары тұрақты мұнай өндіру үшін қабат қысымын бір қалыпты ұстап тұру жүйесін ұйымдастыру мақсатында геологиялық құрылымдар, қабаттарды қабылдау қабілеттілігіне зерттеу анықталған. Қазіргі уақытта мұнай кен орындары табиғи режимде әзірленуде және қабаттық қысымды ұстап тұру жүйесін ұйымдастырудың бірінші*

кезектегі негізгі мәселесі болып табылады. Карбонатты кеніштер жекелеген блоктарда тектоникалық бұзылыстармен күрделенген және көмірсутек шикізатын өртекті өндіру геологиялық ортадағы теңгерімнің бұзылуын анықтайды. Қабат қысымын қалыпта ұстамай сұйықтықты ұзақ уақыт алу резервуардағы күштердің өзгеруіне әкеледі, бұл жер бетінде деформацияның пайда болуына әкеп соғады. Су айдау кезінде миграция күрделі тармақталған сызаттармен, қуыстармен және қуыстардың жарықшақ каналдарымен қозғалу процесстері артты. Өнімді қалың қабатта сұйықтарды ең жақсы өткізетін аймақтар болып сұйықтықтар миграциясының негізгі жолдары қызметін атқаратын карсталған интервалдар және жарықтар көптеп пайда болған аймақтар болып анықталды. Осы жағдайлардың алдын алу үшін қабат қысымын қалыпта ұстау, жоғары сағалық қысымдарға байланысты қабат қысымын қалыпта ұстап тұру жүйесін ұйымдастырудың күрделілігін, кеніштердің су көздерінен қашықтығын, оны ұйымдастыру және орналастыру, сондай-ақ қуыстар мен карсттардың пайда болуы мүмкін екенін ескере отырып, осы мақала аясында карбонатты кеніштерді игеру тұжырымдамасы жасалды.

**Түйінді сөздер:** тау жыныстары, карбонатты, коллектор, қабат қысымын ұстау, мұнай өнімдері, айдау қысымы, қабаттың түп аймағы, қабылдағыштық.

#### **Информация об авторах**

**Калмагамбет Алимжан Бахытжанұлы** – старший инженер службы разработки месторождений «ММГ», [a.kalmagambet@kmge.kz](mailto:a.kalmagambet@kmge.kz)

**Мұхамбетов Болат Тұралыұлы** – эксперт службы разработки месторождений «ММГ», [b.mukhambetov@kmge.kz](mailto:b.mukhambetov@kmge.kz)

**Тлегенов Бахыт Буkenович** – руководитель службы разработки месторождений «ММГ», [B.Tlegenov@kmge.kz](mailto:B.Tlegenov@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, Казахстан

## **РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ГИБКИХ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛ Я СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ АО «МАНГИСТАУМУНАЙГАЗ»**

**Ж.С. Канбаева, Н.К. Толепбергенов**

В целях сокращения простоев из-за интенсивной коррозии стальных трубопроводов, аварийных ремонтов, которые создают перебои в технологическом процессе, нарушая температурный и гидравлический режим, АО «Мангистау мұнайгаз» инициировало проведение опытно-промышленных испытаний (далее – ОПИ) для внедрения, проверки эффективности и оценки надежности работы гибких композитных труб (далее – ГКТ) в условиях системы поддержания пластового давления (далее – ППД) на высоконапорном трубопроводе месторождения Каламкас.

*Для выполнения вышеуказанных работ были подобраны гибкие композитные трубы, изготовленные компанией согласно ISO 450001:2018. Для технического сопровождения опытно-промышленных испытаний заключён Договор между АО «Мангистаумунайгаз» и филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИ-Пимунайгаз».*

*Исследования проводились согласно Программе опытно-промышленных испытаний по применению гибких композитных труб Ø123 мм на 90 атм для системы ППД в условиях месторождения Каламкас.*

***Ключевые слова:** гибкие композитные трубы, коррозия на стенках труб, герметичность трубопровода, утонение толщины, отложения, трещины, отслоения, деформация.*

## **Введение**

На месторождении Каламкас заводнение продуктивных пластов ведется цехом поддержания пластового давления (далее – ЦППД) ПУ «Каламкасмунгаз», который структурно подразделяется на шесть условных участков, каждый из которых включает по две блочных кустовых насосных станции (далее – БКНС). Поставка и транспортировка воды в систему ППД осуществляется цехом подготовки технологической жидкости. В качестве агента для закачки используется сточная (попутная) и альб-сеноманская вода.

Сточная вода является продуктом смешения пластовых вод месторождения ПУ «Каламкас» и волжских вод и образуется в процессе сепарирования пластовых вод и после технологических процессов деэмульсации, обезвоживания и обессоливания добытой нефти.

Альб-сеноманская вода добывается водозаборными скважинами месторождения Аксын-Каламкас. Вода с водозаборных скважин Аксын-Каламкасского месторождения поступает в водосборный коллектор. Далее вода подается в систему поддержания пластового давления на БКНС и через водораспределительные пункты и нагнетательные скважины закачивается под высоким давлением в нефтегазоносные пласты месторождения Каламкас [1].

Как известно, месторождение Каламкас относится к зрелым месторождениям. В этих условиях эксплуатация систем водоводов еще более осложнена процессами коррозии и солеотложений, которые влекут за собой острую необходимость повышения надежности работы системы поддержания пластового давления на месторождении. Одним из перспективных решений является внедрение гибких композитных труб. Преимуществами гибких композитных труб (далее – ГКТ) в сравнении со стальными трубами являются высокая стойкость к коррозии и длительный срок эксплуатации.

ГКТ – это гибкая труба, изготовленная методом непрерывной экструзии и намотки с использованием непрерывного волокна в качестве арматуры и термопластичной смолы в качестве основного материала. характеризуется повышенными коррозионной и гидроабразивной стойкостью, пропускной способностью, а также высокой гибкостью, податливостью и ударной вязкостью, может использоваться при строительстве новых и ремонте действующих трубопроводов различного назначения [2].

## **Основными целями проведения ОПИ являлись:**

- проверка надежности работы и оценка эффективности использования гибкой композитной, полимерно-армированной трубы с Ø123х12 мм (внутренний Ø98 мм) на 90 атм для системы ППД месторождения Каламкас;

- увеличение срока службы высоконапорных трубопроводов в системе ППД путём замены стальных труб  $\varnothing 273 \times 12$  мм на ГКТ с  $\varnothing 123 \times 12$  мм (внутренний  $\varnothing 98$  мм) на 90 атм;
- снижение затрат и времени при выполнении строительно-монтажных работ;
- подтверждение пропускной способности – 2300 м³/сут.

#### **Критерии оценки успешности ОПИ**

- Отсутствие коррозии на стенках труб;
- Герметичность трубопровода во всем диапазоне рабочих давлений во время проведения ОПИ;
- Подтверждение пропускной способности – 2300 м³/сут;
- Отсутствие утонения толщины испытываемых труб по результатам замера;
- Отсутствие на внутренней поверхности трубы трещин, отслоений и деформаций;
- Отсутствие образования отложений на внутренней стенке труб.

Продолжительность ОПИ составила 120 суток со дня запуска в эксплуатацию [2].

#### **Техническое сопровождение ОПИ ГКТ высокого давления $\varnothing 123 \times 12$ мм (внутренний $\varnothing 98$ мм) для системы ППД**

На месторождении Каламкас для проведения ОПИ по внедрению гибкой композитной трубы  $\varnothing 123 \times 12$  мм (внутренний  $\varnothing 98$  мм) для системы ППД выбран участок высоконапорного трубопровода на объекте цеха по поддержанию пластового давления (далее – ЦППД), на участке от БКНС\* до ГУ-\*\*.

ГКТ производятся из полиэтилена и армируются лентой импрегнированного стекловолокна. Трубы изготавливают с условным внутренним диаметром от 50 до 150 мм, длиной до 420 м. Длина может быть уменьшена или увеличена в соответствии с проектной документацией. Максимальная температура транспортируемой среды +60°C, минимальная – >0°C. Срок службы ГКТ при условии соблюдения технических условий и правил эксплуатации составляет не менее 25 лет (согласно гарантийному обязательству).



а)



б)

**Рис. 1. Вид ГКТ  $\varnothing 123$  мм высокого давления на месторождении Каламкас**

а) общий вид;

б) внутреннее покрытие

Технические характеристики ГКТ, задействованных в ОПИ:

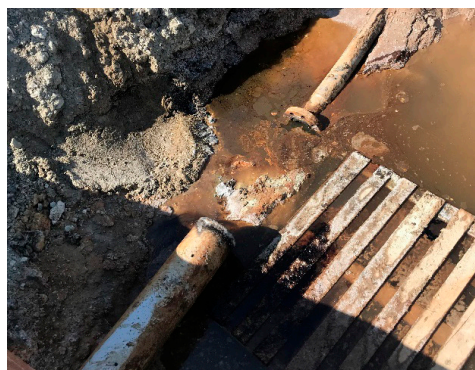
- рабочее давление – 10 МПа;
- разрывное давление – 30 МПа;
- соединение – фитинговое (труба к трубе, труба/ фланец) с системой обжимных фитингов;
- исполнение фитингов – нержавеющая сталь (AISI 321);
- наружный диаметр – 123 мм;
- внутренний диаметр – 98 мм;
- толщина стенки – 12 мм.

#### **Этапы проведения работ**

Согласно плану работ программы ОПИ произведены строительно-монтажные работы (далее – СМР) по прокладке ГКТ Ø123\*12 мм с комплектующими элементами на участке осевого коллектора от БКНС до ГУ. На испытуемом участке протяженность водовода составила 230 метров.



а)



б)

#### **Рис. 2. Высоконапорный осевой коллектор**

*а) участок осевого коллектора от БКНС до ГУ;*

*б) отрезанный участок осевого коллектора от БКНС до ГУ*

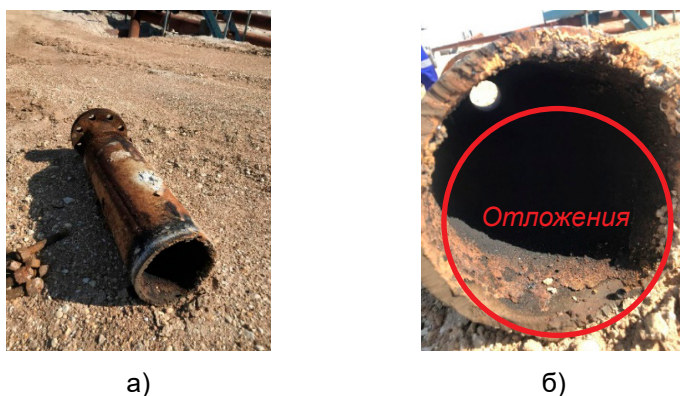
В соответствии с программой ОПИ, по окончании монтажных работ было произведено гидравлическое испытание ГКТ на прочность и герметичность подключения на действующую линию ППД давлением 9 МПа на участке осевого коллектора БКНС на ГУ. Водоводы были признаны выдержавшими гидравлические испытания. По истечении 120 суток проведены завершающие работы по ОПИ.

Произведено контрольное вскрытие стальных «катушек», а также выполнены измерительные работы ГКТ согласно протоколу технического совещания АО «ММГ», где было принято решение произвести проверку и оценку успешности ОПИ ГКТ согласно критериям программы ОПИ путем использования дефектоскопа и эндоскопа.

За весь период ОПИ водовод работал в штатном режиме, остановок по причине порывов или негерметичности не зафиксировано, герметичность трубопровода во всем диапазоне рабочих давлений подтверждена (среднее давление за время ОПИ  $P = 9$  МПа). При осмотре поверхности наземной части ГКТ заметных дефектов и деформации не обнаружено (отсутствует коррозия, подтверждена устойчивость к температуре и внешним воздействиям).



Для визуального осмотра внутренней части и проведения инструментального замера, согласно программе ОПИ была отрезана стальная «катушка», при визуальном осмотре внутренней части контрольной «катушки» были обнаружены отложения и имелось сужение трубы (рис. 3). Испытуемая труба (ГКТ) была замерена дефектоскопом, при замере толщины стенки отсутствовали утонения стенок (рис. 4). При визуальном осмотре и при осмотре эндоскопом внутренней части ГКТ не выявлено наличия заметных дефектов, трещин, отслоений и деформаций.



**Рис. 3. Контрольная катушка осевого коллектора**

*а) отрезок контрольной «катушки»;*

*б) внутренняя часть отрезка со стороны БКНС*



**Рис. 4. Осмотр внутренней части ГКТ эндоскопом**

*а) измерительные работы внутренней полости отрезка;*

*б) внутренняя полость ГКТ*

### **Технологическая оценка эффективности**

За период проведения ОПИ (120 суток) на испытуемом участке осевого коллектора остановок по причине порывов или негерметичности не выявлено, технологический режим закачки, рабочее давление были в штатном режиме, что в целом не повлияло на технологический процесс.



Главная причина высокой коррозионной агрессивности водной фазы промысловых сред – присутствие в ее составе растворенных коррозионно агрессивных компонентов: углекислого газа, солей и др. Физико-химические характеристики сточной воды месторождения Каламкас представлены в табл. 1.

**Табл. 1. Физико-химические характеристики сточной воды месторождения Каламкас**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	Значения
1	рН среды	-	6,0
2	Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,084
3	Содержание кальция (Ca <sup>2+</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	5611,2
4	Содержание (Mg <sup>2+</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	1702,4
5	Содержание суммы кальция и натрия (Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	39236,4
6	Содержание хлоридов (Cl <sup>-</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	75217,8
7	Содержание сульфатов (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	54,3
8	Содержание карбонатов (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	не обнаружено
9	Содержание гидрокарбонатов (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	мг/дм <sup>3</sup>	183,0
10	Суммарная минерализация	мг/дм <sup>3</sup>	122005,1
11	Тип воды по Сулину	-	Cl-Ca
12	Общая жесткость воды	мг-экв/л	420,0
13	Содержание углекислого газа (CO <sub>2</sub> )	мг/дм <sup>3</sup>	40
14	Содержание двухвалентного железа	мг/дм <sup>3</sup>	12,6
15	Содержание трехвалентного железа	мг/дм <sup>3</sup>	36,4
16	Содержание сероводорода (H <sub>2</sub> S)	мг/дм <sup>3</sup>	не обнаружено
17	Содержание мехпримесей	мг/дм <sup>3</sup>	58,3
18	Содержание нефтепродуктов	мг/дм <sup>3</sup>	49

Как видно в таблице, сточные воды месторождения Каламкас являются рас-солами и относятся к хлоркальциевому типу по В.А. Сулину. Среднее значение минерализации 122 г/л при соответствующей плотности 1,083 г/см<sup>3</sup>.

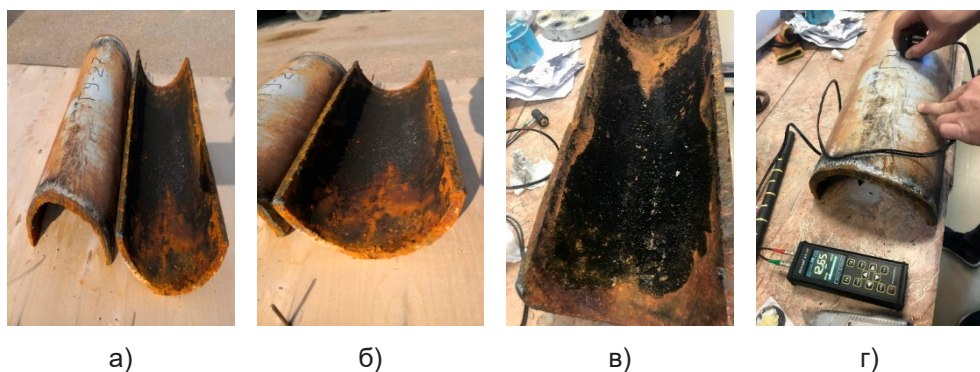
Воды нейтральные, жесткие, не содержащие сульфат-ионы. Содержание мехпримесей в среднем составляет 58,3 мг/л при норме в соответствии с требованиями СТ 1662-2007 соответственно 5 мг/л, нефтепродуктов – 49,0 мг/л при норме в соответствии с требованиями СТ 1662-2007 – 10 мг/л. Содержание механических примесей в закачиваемой воде превышает допустимое СТ РК 1662-2007, что является фактором, влияющим на скорость коррозии оборудования.

Воды с высокой суммарной минерализацией содержат большое количество солей, которые отрицательно влияют на качество продукции, вызывают образование накипи на стенках оборудования, коррозию. Вследствие воздействия коррозионно агрессивной среды учащаются порывы на стальных трубопроводах.

Для дальнейшего осмотра и проверки состояния трубопровода отрезок длиной ~40 см был передан в лабораторию по исследованию металлов «КазНИПИ-мунайгаз». В лабораторных условиях проведены испытания по замеру толщины стенок стальной трубы.

В результате проведенного комиссионного осмотра можно сделать вывод, что критерии эффективности ОПИ достигнуты.

Согласно требованиям ГОСТ 8732-78 испытываемая труба не выходит за пределы допуска, утонения толщины – не выявлено, на внутренней поверхности отсутствуют нарушения сплошности защитного покрытия и образования отложений [4].



**Рис. 5. Продольный разрез стального трубопровода (а-в) и замер стального трубопровода (г)**

Сравнительные замеры по давлению и объёму пропускной жидкости в трубопроводе до и во время проведения ОПИ не сильно изменились. До проведения ОПИ давление составляло 74 атм, а объём пропускной жидкости – 2447 м³/сут. При проведении ОПИ в среднем давление составило 72 атм, среднесуточный объём – 2473 м³/сут. Надо отметить, что ограничение электроснабжения на месторождении в июле и августе повлияло на изменение давления и объём перекачиваемой жидкости в системе ППД.

В табл. 2-3 представлены замеры приёмистости и давление закачки по скважинам ГУ.

**Табл. 2. Замеры приёмистости по скважинам ГУ**

№№ скважин ГУ-**	Приемистость Q (м³/сут)						
	Замер Q до ОПИ	Замеры во время проведения ОПИ					Отклонение
		май	июнь	июль	август	Среднее	
10**	256,5	263,2	255,5	260,5	238,7	254,5	-2,0
20**Д	251	320,7	319,9	328,8	323,9	323,3	72,3
21**	459	458,3	461,3	471,8	464,7	464,0	5,0
27**	153,7	158,6	159,4	152,3	141,5	152,9	-0,8
30**	225,4	229,8	346,0	230,5	227,1	258,4	33,0
30**	352,3	348,0	346,0	359,5	360,0	353,4	1,1
40**	198,8	202,8	197,4	240,1	206,1	211,6	12,8
43**	106,5	105,8	105,7	100,9	114,3	106,7	0,2
50**	178,9	186,8	187,6	73,4	174,1	155,5	-23,4
56**	158	154,6	152,1	73,9	149,2	132,4	-25,6
<b>ИТОГО</b>	<b>234,0</b>	<b>242,9</b>	<b>253,1</b>	<b>229,2</b>	<b>240,0</b>	<b>241,3</b>	<b>7,3</b>

**Табл. 3. Замеры давления закачки по скважинам ГУ**

№№ скв. ГУ-**	Замер давления до ОПИ, атм		Замер давления при ОПИ, атм		Отклонение	
	до КШД	после КШД	Среднее за 4 месяца		до КШД	после КШД
			до КШД	после КШД		
10**	74	64,5	72,2	63,9	-1,8	-0,6
20**Д	72,3	64,3	72,8	63,7	0,5	-0,6
21**	74	67	72,8	66,8	-1,2	-0,2
27**	73,4	55,4	72,2	57,8	-1,2	2,4
30**	74,8	61,8	72,4	63,5	-2,4	1,7
30**	74	65	73,7	64,7	-0,3	-0,3
40**	73,2	61,6	72,3	62	-0,9	0,4
43**	73,2	49	71,8	57	-1,4	8
50**	73,2	59,8	68,4	60,3	-4,8	0,5
56**	74	55,4	69,1	58,1	-4,9	2,7
<b>ИТОГО</b>	<b>73,61</b>	<b>60,4</b>	<b>71,8</b>	<b>61,8</b>	<b>-1,8</b>	<b>1,4</b>

Краны шаровые со сменными дросселями (КШД) предназначены для регулирования подачи рабочей среды при нагнетании ее в пласт, а также в других системах, требующих регулирования подачи.

#### **Технико-экономическая оценка эффективности защитного покрытия.**

Для экономической оценки эффективности внедрения гибких композитных труб высокого давления для системы ППД ПУ «Каламкасбунайгаз», в качестве базового варианта рассматривались фактические технологические показатели и действующие стоимостные показатели заменяемых стальных труб Ø273×12 мм (внутренний Ø98 мм).

Исходные данные, использованные в расчётах для оценки эффективности замены действующего трубопровода, представлены в табл. 4.

**Табл. 4. Исходные показатели для экономической оценки**

Наименование	Ед. изм.	Базовый вариант	ОПИ
<b>Технические параметры</b>			
Срок службы	г.	4	25
Протяженность трубы для замены от БКНС до ГУ	м	230	230
<b>Цены и тарифы</b>			
Стоимость трубы д. 273*12 мм	тг./м	55922	
Стоимость замены трубопровода (СМР)	тг./м	52870	
Стоимость гибкой трубы д. 123*12 мм с учетом СМР	тг./м		50804
Стоимость комплектующих материалов к трубе	тыс. тг.		7576

Технико-экономическая оценка результатов ОПИ по замене действующего трубопровода проводилась по основным критериям, к которым относятся потоки денежной наличности, срок окупаемости по дисконтированному потоку де-

нежной наличности. Основные технико-экономические показатели и результаты расчётов замены труб на расчётный период представлены в табл. 5.

**Табл. 5. Сравнительный анализ по затратам при замене стальных труб Ø273x12 мм на гибкие трубы Ø123x12 мм**

№	Наименование	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	Всего за 5 лет
<b>1.</b>	<b>Всего затраты по базовому варианту</b>	<b>тыс. тг.</b>	<b>25022</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>29272</b>	<b>54294</b>
<b>1.1.</b>	<b>Затраты на закуп трубы</b>	<b>тыс. тг.</b>	<b>12862</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15047</b>	<b>27909</b>
1.1.1.	Протяженность трубопровода	м	230				230	
1.1.2.	Стоимость трубы Ø273x12 мм	тг./м	55922				65421	
<b>1.2.</b>	<b>Затраты на СМР</b>	<b>тыс. тг.</b>	<b>12160</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14226</b>	<b>26386</b>
1.2.1.	Протяженность трубопровода	м	230				230	
1.2.2.	Стоимость СМР	тг./м	52870				61850	
<b>2.</b>	<b>Всего затраты по варианту ОПИ</b>	<b>тыс. тг.</b>	<b>19261</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>19261</b>
<b>2.1.</b>	<b>Затраты на закуп гибкой трубы с учетом СМР</b>	<b>тыс. тг.</b>	<b>11685</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11685</b>
2.1.1.	Протяженность трубопровода	м	230					
2.1.2.	Стоимость трубы Ø123x12 мм	тг./м	50804					
<b>2.2.</b>	<b>Затраты на комплектующие материалы</b>	<b>тыс. тг.</b>	<b>7576</b>					<b>7576</b>
<b>3.</b>	<b>ИТОГО эффект</b>	<b>тыс. тг.</b>	<b>5761</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>29272</b>	<b>35033</b>
<b>4.</b>	<b>ИТОГО накопленный эффект</b>	<b>тыс. тг.</b>	<b>5761</b>	<b>5761</b>	<b>5761</b>	<b>5761</b>	<b>35033</b>	<b>35033</b>
<b>5.</b>	<b>Чистый дисконтированный поток (при ставке 11,5%)</b>	<b>тыс. тг.</b>	<b>5761</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>18939</b>	<b>24700</b>
<b>6.</b>	<b>Накопленный дисконтированный поток</b>	<b>тыс. тг.</b>	<b>5761</b>	<b>5761</b>	<b>5761</b>	<b>5761</b>	<b>24700</b>	<b>24700</b>
<b>7.</b>	<b>Срок окупаемости</b>	<b>г.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>менее года</b>
<b>8.</b>	<b>Дисконтированный срок окупаемости</b>	<b>г.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>менее года</b>

На основании сравнительного анализа можно сделать вывод, что замена участка действующего стального трубопровода на ГКТ положительно повлияет на финансовый результат путём экономии денежных средств для компании.

По результатам экономического анализа при замене стальных труб Ø273x12 мм на ГКТ Ø123x12 мм (внутренний Ø98 мм) ожидаемый эффект при ставке 11,5% составит +24 700 тыс. тг. за пять лет, срок окупаемости – менее года.

Таким образом, при достижении и сохранении принятых в расчёте параметров, учитывая срок службы ГКТ (25 лет по представленным данным), замена действующих стальных труб на гибкие является экономически оправданной.

### **Выводы и рекомендации**

1. ОПИ по внедрению ГКТ Ø123×12 мм (внутренний Ø98 мм) для системы ППД месторождений ПУ «Каласкасмунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз» прошли положительно, технологическая и экономическая эффективность подтверждена.

2. По данным АО «Мангистаумунайгаз», срок службы стальных трубопроводов составляет в среднем 3–5 лет. На месторождении также имеются другие трубы (стеклопластиковые, далее – СПТ). Внедрение на промыслах ГКТ сокращает количество ремонтов труб и аварийных остановок и значительно увеличивает сроки эксплуатации трубопроводов. Необходимо отметить, что главным достоинством данного вида гибких труб является способность работать с высокими давлениями до 20 МПа (в системе ППД). Сравнение со стеклопластиковыми трубами показало, что сокращается время, потраченное на монтаж на 50%, т.к. нет соединений между трубами, как в СПТ (исполнение гибких труб цельное, в бухтах).

3. Преимуществом ГКТ в сравнении со стальными трубами является:

- срок эксплуатации (не менее 25 лет);
- снижение монтажных работ по времени;
- сравнительно лёгкий вес труб (поставка в бухтах);
- отсутствие необходимости использования ингибитора коррозии, электрохимзащиты, ГКТ не подвержены воздействию  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и др.;
- низкая скорость образования отложений парафина и солей на стенках трубопровода (низкий коэффициент шероховатости 0,0015 мм);
- повышенная пропускная способность за счёт более гладкой поверхности.

4. При промышленном внедрении рекомендуется:

- в целях оптимизации технологического процесса и экономии средств заказчика при замене стальных труб на ГКТ необходимо подбирать оптимальный диаметр при помощи гидравлического расчёта, принимая во внимание рабочее давление, скорость образования отложений на внутренних стенках трубопровода и технологический объём транспортируемой заправки;
- в местах прокладки ГКТ устанавливать знаки обозначения в целях исключения возможного повреждения ГКТ при проведении земляных работ;
- обучить и подготовить персонал по технологии ремонта ГКТ.

5. Создание материально-технической базы у заказчика (специальное оборудование и ремонтный комплект, необходимые для восстановления повреждённых участков ГКТ).

### **Список использованной литературы**

1. Отчет по техническому сопровождению опытно-промышленных испытаний гибкой композитной трубы Ø80 мм для системы ППД ПУ «Каламкасмунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз». – Актау, 2023.
2. Отчет по техническому сопровождению опытно-промышленных испытаний гибкой композитной трубы Ø 100мм для системы ППД ПУ «Каламкасмунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз». – Актау, 2023.
3. Техническое описание и инструкция для фитингов для труб FibronPipe® SilverLine.
4. Техпаспорт для труб FibronPipe® SilverLine.

# **«МАҢҒЫСТАУМҰНАЙГАЗ» АҚ ППД ЖҮЙЕСІ ҮШІН ИІЛГІШ КОМПОЗИТТІ ЖОҒАРЫ ҚЫСЫМДЫ ҚҰБЫРЛАРДЫ ТӘЖІРИБЕЛІК-ӨНЕРКӘСІПТІК СЫНАУ НӘТИЖЕЛЕРІ**

**Ж.С. Қанбаева, Н.К. Төлепбергенов**

*Температуралық және гидравликалық режимді бұза отырып, технологиялық процесте іркілістер тудыратын болат құбырлардың қарқынды коррозиясына, авариялық жөндеулерге байланысты тоқтап қалуын қысқарту мақсатында «Маңғыстаумұнайгаз» АҚ Қаламқас кен орнының жоғары қысымды құбыржолында қабаттық қысымды ұстап тұру жүйесі (бұдан әрі ҚҚҰ) жағдайында икемді композиттік құбырларды (бұдан әрі-ИКҚ) пайдалануға енгізу, жұмыс тиімділігін тексеру және сенімділігіне баға беру үшін өнеркәсіптік-тәжірибелік сынақтар (бұдан әрі – ӨТС) жүргізуге бастамашылық жасады.*

*Жоғарыда аталған жұмыстарды орындау үшін компания ISO 450001: 2018 сәйкес шығарған икемді композиттік құбырлар таңдалды. ӨТС техникалық сүйемелдеу үшін «Маңғыстаумұнайгаз» АҚ пен «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС «ҚазмұнайгазҒЗЖИ» филиалы арасында Шарт жасалды.*

*Зерттеулер Қаламқас кен орны жағдайындағы ҚҚҰ жүйесіне арналған Ø123 мм 90 атм. икемді композиттік құбырды қолдану бойынша өнеркәсіптік-тәжірибелік сынақтар бағдарламасына сәйкес жүргізілді.*

***Түйінді сөздер:** икемді композиттік құбырлар, құбыр қабырғаларындағы коррозия, құбырдың тығыздығы, қалыңдығының жұқаруы, шөгінділер, жарықтар, қабыршақтану, деформация.*

## **Информация об авторах**

**Канбаева Жанат Сатыбалдиевна** – эксперт службы техники и технологии добычи нефти и газа, Zh.Kanbayeva@kmge.kz

**Төлепбергенов Нурлан Кадыралиевич** – старший инженер службы технологических исследований N.Tolepbergenov@kmge.kz

ОО «ҚМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, Казахстан

## **УСПЕШНАЯ АПРОБАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКШАБУЛАК ЦЕНТРАЛЬНЫЙ: ОПЫТ И РЕЗУЛЬТАТЫ**

**А.Е. Кенжетаев, Д.Н. Құрақов, Н.Т. Нұғман, Д.А. Мушарова, А.Ж. Жоламан,  
А.Т. Ким, Е.К. Орынбасар, Б.Ж. Жаппасбаев**

*Одной из ключевых проблем при заводнении остаётся неравномерность вытеснения нефти, вызванная неоднородностью пористой среды. Это требует внедрения методов, повышающих эффективность разработки за счёт перенаправления вытесняющего агента и увеличения коэффициента охвата.*



*Цель настоящего исследования заключается в апробации и обосновании применимости технологии выравнивания профиля приемистости (далее – ВПП) на конкретном участке месторождения Акшабулак Центральный с целью повышения эффективности заводнения и вовлечения в разработку слабо дренируемых зон.*

*Объектом исследования послужила залежь горизонта Ю-0-1б с высоким уровнем обводненности. Использованы гелеобразующие составы, отобранные в ходе лабораторных испытаний. Для оценки применимости и технологической эффективности были использованы утвержденные методические документы, геофизические исследования скважин (далее – ГИС).*

*По результатам геофизических исследований скважин выявлено перераспределение потоков закачки, обусловленное закупориванием высокопроницаемых каналов интервала перфорации после выполнения технологии ВПП. Количественная оценка результатов опытно-промышленных испытаний (далее – ОПИ) ВПП, выраженная в дополнительной добыче нефти и снижении обводненности, также доказала успешность применения данной технологии в условиях выбранного месторождения.*

*Полученные результаты демонстрируют значительный практический интерес и могут быть использованы для масштабирования технологии ВПП на других объектах компании и аналогичных месторождениях.*

**Ключевые слова:** *выравнивание профиля приемистости, геофизические исследования скважин, коэффициент охвата, дополнительная добыча нефти.*

## **Введение**

На сегодняшний день основным и наиболее широко применяемым методом искусственного воздействия на нефтяные пласты остаётся заводнение. Ожидается, что и в ближайшей перспективе этот метод сохранит своё значение как ключевой элемент системы разработки нефтяных месторождений. Повышение эффективности заводнения остаётся одной из приоритетных задач в области увеличения нефтеотдачи пластов. Одним из факторов, существенно снижающих эффективность вытеснения нефти, является природная неоднородность пористой среды, которая приводит к неравномерному продвижению фронта вытесняющего агента и преждевременному обводнению продуктивных скважин. Повышение эффективности процессов вытеснения нефти может быть достигнуто за счёт применения физико-химических методов воздействия, направленных на регулирование фильтрационных потоков внутри залежей. Важную роль в этом играет технология выравнивания профиля приемистости, реализуемая путём закачки реагентов в нагнетательные скважины для перераспределения потоков в неоднородных коллекторах. Ее механизм основан на закупорке наиболее промытых поровых каналов, что способствует перенаправлению закачиваемого агента в менее выработанные зоны. В результате повышается коэффициент охвата заводнением.

Промысловый опыт последних лет показывает, что применение технологии выравнивания профиля приемистости (далее – ВПП) с использованием гелеобразующих и блокирующих составов позволяет эффективно вовлекать в разработку ранее недренируемые и слаборазработанные участки продуктивных пластов. Ежегодное применение технологии ВПП на различных месторождениях мира обеспечивает дополнительную добычу порядка 15–20 млн тонн нефти, что свидетельствует о высокой эффективности данного подхода в повышении

нефтеотдачи пластов и продлении продуктивной жизни зрелых нефтяных месторождений [1].

## Материалы и методы

Объектом испытаний является русловая залежь горизонта Ю-0-1б (объект разработки II) месторождения Акшабулак Центральный, введенная в разработку в 2005 году. На момент начала опытно-промышленных испытаний характеризовалась низкой степенью выработанности и высоким уровнем обводненности.

Перед проведением ОПИ был выполнен комплекс лабораторных исследований по подбору оптимальных химических композиций. Для испытаний были отобраны составы на основе сшитых полимерных гелей. Технология ВПП реализуется путём закачки в пласт гелевых растворов, создающих фильтрационные барьеры в зонах с низким сопротивлением, тем самым перенаправляя вытесняющий агент в ранее не охваченные зоны коллектора.

Оценка эффективности проводилась на основании количественных (снижение обводненности, дополнительная добыча нефти) и качественных (результаты промыслово-геофизических исследований до и после обработки) показателей. Мониторинг технологической эффективности продолжался не менее 240 суток.

## Основная часть

### Результаты лабораторных исследований

В лабораторном проекте приняли участие шесть закодированных составов ВПП. Все химические композиции ВПП представляют собой сшитые полимерные составы, в некоторых композициях дополнительно применяются разного рода химические добавки. Для приготовления композиций ВПП была использована промысловая артезианская вода с минерализацией 3 г/л и общей жесткостью 2,6 ммоль/дм<sup>3</sup>.

Комплекс лабораторных работ проведен в соответствии с «Типовыми правилами организации подбора, проведения испытаний, внедрения и входного контроля химических реагентов в ДЗО АО «НК «КазМунайГаз» [2] и включал в себя физико-химический анализ химических реагентов, исследования реологических свойств, определение индукционного периода начала гелеобразования композиций, исследования термостабильности и оценки водоизолирующих и фильтрационных характеристик композиций составов ВПП. Для всех химических композиций проведена оценка деструкторов химических композиций.

По результатам физико-химического анализа все полимеры были проанализированы и идентифицированы для проведения дальнейшего входного контроля опытных партий химических реагентов на промысле. По всем составам отмечается совместимость используемых реагентов с промысловой (артезианской) водой месторождения. Результаты представлены в табл. 1.

**Табл. 1. Результаты физико-химического анализа полимерных образцов**

№ п/п	Наименование показателей	Результаты					
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6
1	Внешний вид	Гранулированное твердое вещество					
2	Насыпная плотность, г/см <sup>3</sup>	0,76	0,71	0,90	0,75	0,72	0,40

3	Содержание мелкой пылящей фракции (0,25 мм), %	9,64	13,36	97,34	24,68	42,12	6,42
4	Молекулярная масса, Дальтон	19,89	11,84	7,80	13,58	5,84	18,77
5	Характеристическая вязкость, дл/г	27,81	18,36	13,15	20,49	10,44	26,55
6	Содержание основного вещества, %	91,37	92,02	88,75	91,91	89,03	89,94
7	Содержание нерастворимого осадка, %	1,0	0,9	0,1	0,8	1,0	0,0
8	Молярная доля карбоксильных групп, моль %	12,14	5,65	7,42	4,30	14,91	17,20
9	Время растворения, мин	120	90	120	120	120	75

По результатам блока реологических исследований можно отметить, что все полимерные композиции относятся к неньютоновским жидкостям и проявляют псевдопластическое поведение при увеличении скорости сдвига. Наименьшей начальной вязкостью приготовленных композиций обладают композиции №№2 и 5 (табл. 2).

**Табл. 2. Замеры вязкости композиций ВПП до гелеобразования при различных скоростях сдвига при атмосферной и пластовой температурах на закачиваемой воде**

Скорость сдвига, с <sup>-1</sup>	Образец № 1		Образец № 2		Образец № 3		Образец № 4		Образец № 5		Образец № 6	
	t = 25°	t = 73°c	t = 25°c	t = 73°c	t = 25°c	t = 73°c	t = 25°c	t = 73°c	t = 25°c	t = 73°c	t = 25°c	t = 73°c
0,61	1656	30661	1985	1318	848	2770	755	60051	2651	1343	2253	13371
1,22	1023	19240	1212	904	601	2274	523	42807	1398	783	1346	8932
3,05	527	13444	629	504	369	1768	311	22434	737	421	702	7775
6,10	323	10392	381	317	253	1475	207	16429	457	273	438	4851
7,32	285	8988	330	273	229	1473	186	15143	410	247	387	4038
12,20	202	6671	231	193	174	895	139	9204	296	186	273	3152
24,40	131	4319	148	124	120	511	95	3457	203	130	173	1910
61,00	79	2182	87	70	78	289	62	1427	124	83	98	1212
100,00	62	1288	67	52	62	236	51	919	102	65	73	791
150,00	52	669	54	41	52	169	43	716	86	55	59	576
300,00	49	452	44	28	40	97	46	373	65	38	50	335

Время гелеобразования композиций ВПП варьируется от часа до 7 дней. После выдержки на гелеобразование при пластовой температуре (73°С) по композициям №№3 и 6 отмечается тенденция увеличения вязкости (в сравнении с периодом до гелеобразования), что может быть связано с формированием прочной внутримолекулярной полимер-сшитой структуры (табл. 3). По большинству остальных композиций наблюдается снижение вязкостных характеристик.

**Табл. 3. Выдержка времени гелеобразования, получения готовой композиции при пластовой температуре на пластовой воде**

№ п/п	Хим. реагент/ композиция	Время выдержки	При скорости сдвига 6,10 с <sup>-1</sup>
1	Образец № 1	48 ч.	2006
2	Образец № 2	1-2 ч.	335
3	Образец № 3	72 ч.	9846
4	Образец № 4	48 ч.	5020
5	Образец № 5	7 дней	60
6	Образец № 6	20 ч.	6384

По результатам 30-дневных исследований по термостабильности в пластовых условиях в условиях исследуемой закачиваемой воды большинство композиций разжижается и теряет свои вязкостные свойства. По одной композиции №3 наблюдается улучшение реологических свойств и вязкостных характеристик. По композициям №№1 и 4 вязкость композиций сохраняется в диапазоне от 1300 до 6800 сП. По остальным композициям №№2, 5 и 6 отмечается снижение вязкости до уровня 7 – 229 сП и визуально наблюдается высокая текучесть композиций (рис. 1).

Проведенные тесты по оценке деструкторов показали их эффективность для разрушения химических композиций ВПП, кроме композиции №2. По последней предоставленный деструктор не показал свою эффективность, химическое разрушение композиции не происходит.

По результатам исследований влияния времени на гелеобразование наибольший индукционный период >20000 сек. (>5,5 ч.) отмечается по композициям №№2 и 5 (по причине невысокой первоначальной вязкости композиций). По композиции №3 индукционный период составляет <10000 сек. (<2,8 ч.), по остальным – <5000 сек. (<1,4 ч.).



**Рис. 1. Время выдержки композиций ВПП при пластовой температуре 73°C в течение 30 суток**

Для глубин порядка 1600-1700 м при предполагаемой средней скорости закачки 0,15 м/с индукционный период должен составлять порядка трех часов. Таким образом, с целью рисков преждевременного гелеобразования при закачке составов необходимо тщательно разработать программу-дизайн закачки композиций в пласт.

По результатам исследований на керне в термобарических условиях месторождения Акшабулак Центральный (73°С, 17,9 МПа) наиболее стойкие водоизоляционные характеристики по составам №№ 1, 3, 4 и 6 – высокие градиенты давления сдвига (266-945 атм/м) и остаточные факторы сопротивления (1010-3236 д. ед.), полное снижение проницаемости (табл. 4). Максимальный градиент давления закачки по композиции №6 (904 атм/м) выше среднего (169-349 атм/м), что может вызвать риски и повлиять на невозможность беспрепятственной закачки (без повышения давления нагнетания) для проникновения состава на определенную глубину в пласте. По композициям №№ 2 и 5 фильтрационные и водоизоляционные характеристики по всем показателям слабые и хуже по эффективности в сравнении с другими композициями.

На основании результатов проведенных лабораторных исследований для опытно-промышленных испытаний технологии выравнивания профиля приемистости были рекомендованы к применению химические композиции №№ 1, 3 и 4. Впоследствии, по итогам тендерных процедур, для проведения опытно-промышленных работ был выбран химический состав № 1 на основе гелеобразующего реагента.

**Табл. 4. Результаты фильтрационных экспериментов.  
Сводные данные по композициям ВПП**

№ состава	Компоненты	Концентрация	Время гелеобразования, час	Эффективная вязкость (мПа*с) при 6,1 с <sup>-1</sup> при температуре			Начальный градиент давления сдвига, атм./м	Фактор остаточного сопротивления	Максим. градиент давления при закачке, атм/м	Снижение проницаемости керна, %
				до гелеобразования		после гелеобразования				
				25 С	73 С	92 С				
№ 1	ПАА	0,50%	48ч	323	10392	2006	421	1412	348	100
	ПСМ	0,20%								
	Деструктор	1:01								
	Сшиватель	0,10%								
№ 3	ПАА	1 кг/м3	72 ч	253	1475	9846	266	1022	169	100
	Добавка	6 кг/м3								
	Ацетат хрома	1 кг/м3								
	Деструктор	1:01								
	КСИ	5 кг/м3								
№ 4	ПАА	0,5 г/дл	48 ч	207	16429	5019	311	1010	179	100
	Деструктор	1:01								
	Сшиватель	0,05г/дл								
№ 6	ПАА	5 кг/м3	20ч	438	4851	6384	945	3236	904	100
	Деструктор	1:01								
	Сшиватель	1 кг/м3								

№ 5	ПАА	0,30%	7 дней	457	273	60	100	383	132	100
	Деструктор	1:01								
	Водонабухающая смола	0,30%								
	Добавка 1	0,04%								
	Добавка 2	0,06%								
№ 2	ПАА	0,30%	1-2ч	381	317	335	18	20	231	100
	Биополимер	0,30%								
	Биоцид	0,06%								

### Скрининг и подбор участка

Для выбора участка для опытно-промышленных испытаний технологии выравнивания профиля приемистости применялся комплекс геолого-технологических критериев, обеспечивающих достоверность оценки эффективности технологии. Основные критерии приведены в таблице ниже.

В процессе подбора нагнетательных скважин-кандидатов для реализации технологии выравнивания профиля приемистости были проанализированы геолого-фильтрационные характеристики русловых зон II продуктивного объекта месторождения Акшабулак Центральный. Проведённый скрининговый анализ позволил оценить потенциал различных зон воздействия с точки зрения текущих показателей фильтрационно-ёмкостных свойств, характера распределения обводнённости и степени выработанности извлекаемых запасов.

**Табл. 5. Основные критерии подбора участков для ВПП**

Категория	Критерий
Геологические	Подтверждённый источник обводнения (по данным ГИС: подъём ВНК, подошвенные конусы, межпластовые перетоки, обводнение интервалов)
	Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта > 3 м
	Температура продуктивного горизонта ≤ 100–120°C
	Расчленённость пласта > 2 стратиграфических ед.
	Проницаемость коллектора > 50 мД
	Выработанность запасов нефти ≤ 90%
	Удалённость от ВНК
Технологические	Сформированная система разработки
	Наличие реагирующих добывающих скважин
	Приемистость нагнетательных скважин > 100 м³/сут
	Явно выраженная неравномерность профиля приемистости по толщине
	Герметичность эксплуатационных колонн, отсутствие межколонных перетоков
	Удовлетворительное состояние забоя, наличие зумпфа
	Опережающий рост обводнённости участка по сравнению с выработкой от начальных извлекаемых запасов (НИЗ)
	Высокая обводнённость реагирующих скважин (80–99 %)
	Стабильное энергетическое состояние пласта
	Эксплуатация одного продуктивного объекта
	Отсутствие ГТМ (МУН, ГРП, ПФП, СКО и др.) за 3–6 месяцев до ОПИ



Для оценки текущего состояния залежи был построен и проанализирован диагностический график зависимости обводнённости продукции от степени выработанности извлекаемых запасов. График позволил выявить признаки преждевременного обводнения, проявляющиеся в виде роста обводнённости при низком уровне выработанности, что указывает на наличие фильтрационной неоднородности (рис. 2).

Для оценки степени вовлечения извлекаемых запасов нефти был построен график по методике Лысенко (рис. 3), основанный на зависимости между накопленной и удельной добычей нефти на 1 пробуренную скважину. По результатам анализа выявлено, что при текущей системе разработки ожидаемый объём накопленной добычи нефти составляет около 350 тыс. т при утвержденных извлекаемых запасах нефти 574 тыс. т. Данный факт свидетельствует о недостижении проектного значения КИН по горизонту Ю-0-1 б.

Зафиксированное опережающее обводнение и недостижение утвержденного значения КИН обусловлены выраженной геолого-фильтрационной неоднородностью продуктивного объекта. Данные факторы указывают на необходимость реализации мероприятий, направленных на повышение эффективности вытеснения и увеличение охвата заводнением.

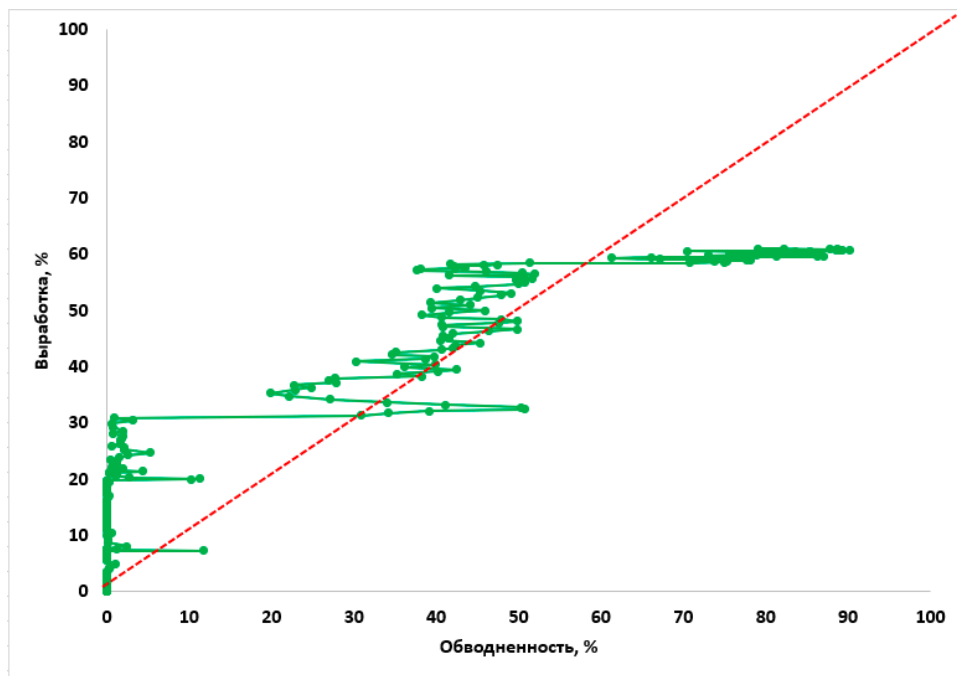
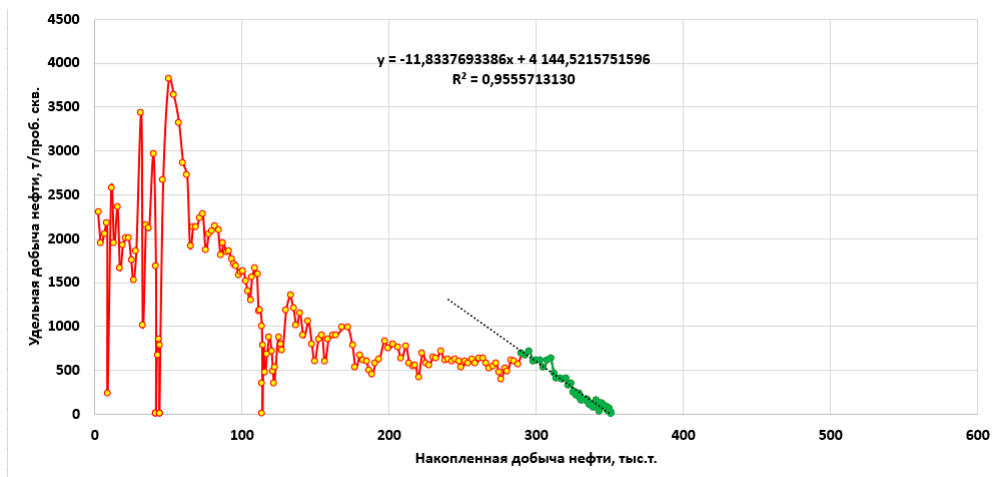
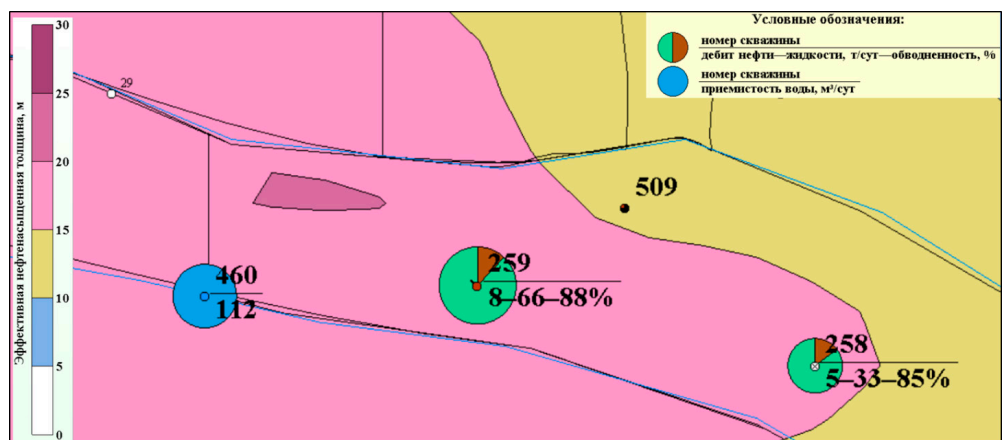


Рис. 2. Диагностический график обводненности от выработки горизонта Ю-0-1б

По результатам комплексной оценки наиболее перспективной для проведения опытно-промышленных испытаний была признана русловая зона, связанная с нагнетательной скважиной №460. В пределах данной зоны зафиксированы характерные признаки фильтрационной неравномерности, включая опережающее обводнение продукции на фоне недостаточной выработанности запасов, что указывает на неэффективное вытеснение нефти и наличие условий, требующих применения технологии регулирования профиля приемистости.



**Рис. 3. Диагностический график прогноза ожидаемой накопленной добычи нефти по методике Лысенко горизонта Ю-0-16**



**Рис. 4. Карта текущих отборов горизонта Ю-0-16**

### *Обработка и мониторинг эффективности*

Опытно-промышленные испытания технологии ВПП проводились на участке нагнетательной скважины №460 в ноябре 2023 г., в качестве реагирующих приняты добывающие скважины №258 и №259.

Технология была реализована в три этапа:

- подготовительный (включающий диагностику и анализ состояния скважин);
- основной (непосредственная закачка химических реагентов);
- мониторинговый.

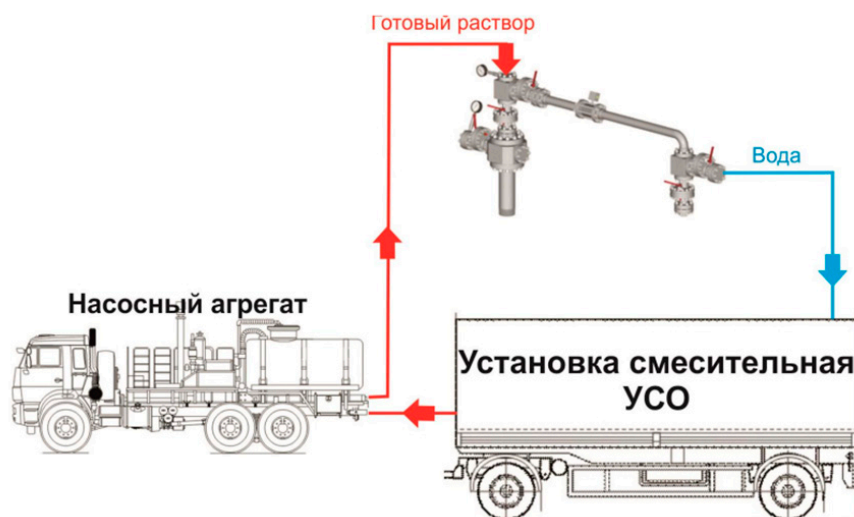
На подготовительном этапе были выполнены работы по интерпретации данных геофизических исследований, определены интервалы перфорации, рассчитаны прогнозные показатели добычи и обводненности. Был составлен паспорт

проекта ОПИ, проведена техническая подготовка оборудования и входной контроль партии химического реагента.

В рамках основного этапа была реализована технология закачки химической композиции согласно утвержденному технологическому плану на выполнение работ по выравниванию профиля приемистости на скважине, включающая следующие этапы:

- опрессовка нагнетательной скважины;
- замер начальной приемистости;
- закачка химической композиции в объеме 300 м<sup>3</sup>;
- замер конечной приемистости нагнетательной скважины;
- закачка буферного объема воды;
- выдержка скважины на время упрочнения геля – 48 часов.

Технологическая схема обработки нагнетательной скважины представлена ниже на рис. 5.



**Рис. 5. Технологическая схема установки**

Все этапы проводились в соответствии с утвержденной программой работ, направленной на улучшение профиля приемистости в процессе обработки скважины.

Для оценки эффективности технологии на качественном уровне было проведено ГИС по определению профиля приемистости до и после обработки на нагнетательной скважине №460. Анализ результатов ГИС показал перераспределение потока, обусловленное закупориванием высокопроницаемых каналов верхнего интервала перфорации после выполнения технологии ВПП. Коэффициент охвата пласта по вертикали увеличился на 5%, что свидетельствует о более равномерном распределении потока. Также были активированы новые интервалы, которые ранее не принимали воду, что подтверждает эффективность обработки на качественном уровне (табл. 6, рис. 6).

Табл. 6. Результаты ГИС по нагнетательной скважине №460 до и после обработки ВПП

№	Интервалы перфорации, м	Толщина, м	Распределение до ВПП				Распределение после ВПП			
			Интервал поглощения, м	Доля распределения, %	Толщина, м	Кохв. по вертикали, %	Интервал поглощения, м	Доля распределения, %	Толщина, м	Кохв. по вертикали, %
1	1698,0-1704,0	6	1698,4–1700,0	68	1,6	65	1698,0–1699,5	15	1,5	70
2			1701,7–1704,0	32	2,3		1700,3–1701,5	36	1,2	
3							1702,5–1704,0	49	1,5	

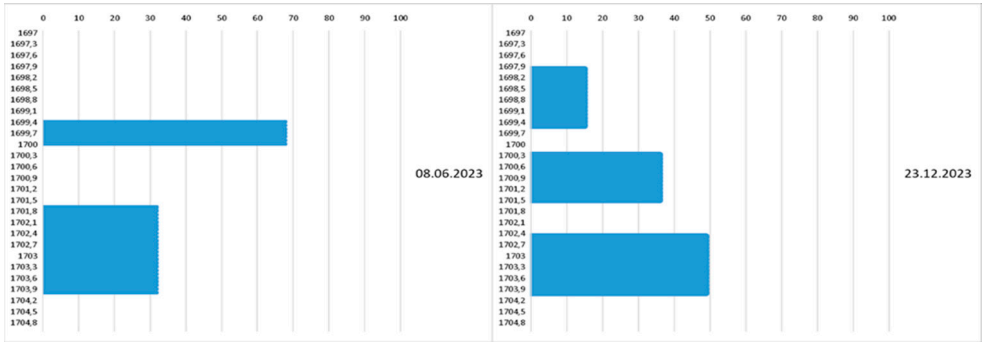
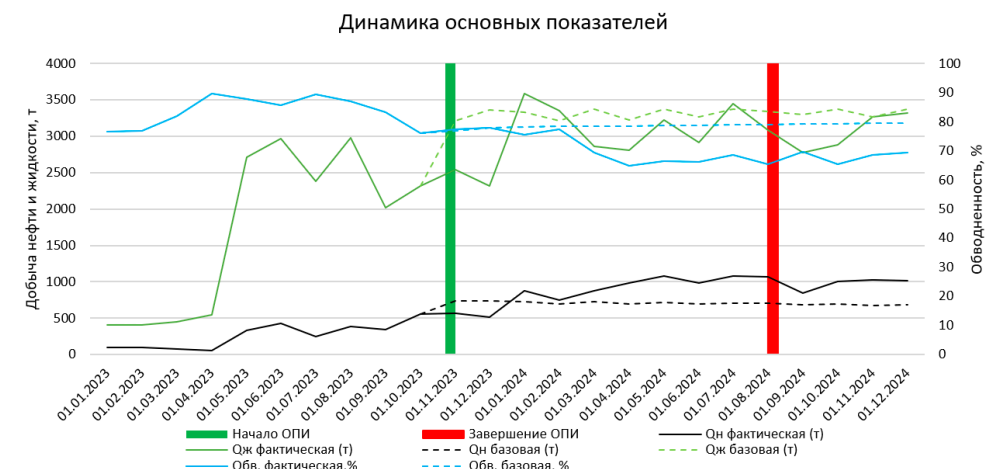


Рис. 6. Результаты ГИС по определению профиля приемистости до и после ВПП

Для оценки технологической эффективности применения технологии ВПП на пилотном участке был проведён расчёт дополнительной добычи нефти в соответствие с утвержденными «Правилами ТЭО технологий МУН и ИДН на стадии планирования и проведения ОПИ на месторождениях операционных НДО АО НК «КазМунайГаз» [3] по данным за период с 01.01.2024 по 31.08.2024 гг. Мониторинг технологической эффективности осуществлялся на протяжении 240 календарных дней. По итогам анализа накопленная дополнительная добыча нефти составила 2049 т, что в три раза превышает плановые показатели (703 т). В период мониторинга ОПИ ВПП зафиксировано снижение обводнённости на 14%, что указывает на повышение охвата пласта заводнением и обоснованность применения технологии в условиях выраженной фильтрационной неравномерности.



**Рис. 7. Базовые и фактические показатели разработки ОПИ ВПП**

### Заключение

Результаты опытно-промышленных испытаний технологии выравнивания профиля приемистости на скважине № 460 горизонта Ю-0-16 продемонстрировали положительный эффект. В результате внедрения технологии наблюдается перераспределение закачки и увеличение коэффициента охвата по вертикали, что подтверждается результатами геофизических исследований.

Фактическая дополнительная добыча нефти составила 2 049 т, что значительно превышает плановые значения в 703 т.

Таким образом, результаты испытаний подтверждают целесообразность дальнейшего использования технологии выравнивания профиля приемистости для увеличения эффективности добычи и повышения экономических показателей на объекте.

Технология ВПП была впервые внедрена в ТОО «СП «Казгермунай» на месторождении Акшабулак Центральный, где проведенные опытно-промышленные испытания продемонстрировали её высокую эффективность. Успешный результат испытаний стал основой для дальнейшего расширения применения данной технологии на других месторождениях компании, что позволило существенно повысить эффективность разработки и извлечения углеводородов.

### Список использованной литературы

1. Ступоченко В.Е., Соркин А.Я. Применение потокорегулирующих технологий для повышения эффективности разработки высокообводненных пластов. – Нефтяное хозяйство, 2005, № 11, с. 48–51.
2. Типовые правила организации подбора, проведения испытаний, внедрения и входного контроля химических реагентов в ДЗО АО «НК «КазМунайГаз». – Астана, 2020.
3. Правила технико-экономической оценки технологий методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на стадии планирования и проведения опытно-промышленных испытаний на месторождениях операционных нефтедобывающих организаций группы компаний АО НК «КазМунайГаз». – Астана, 2024.

# АҚШАБҰЛАҚ ОРТАЛЫҚ КЕН ОРНЫ ЖАҒДАЙЫНДА ҚАБЫЛДАУ ПРОФИЛІН ТЕҢЕСТІРУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН СӘТТІ ҚОЛДАНУ: ТӘЖІРИБЕ ЖӘНЕ НӘТИЖЕЛЕР

А.Е. Кенжетаев, Д.Н. Құрақов, Н.Т. Нұғман, Д.А. Мушарова, А.Ж. Жоламан,  
А.Т. Ким, Е.К. Орынбасар, Б.Ж. Жаппасбаев

*Мұнай өндіру барысында қабатқа су айдау кезінде кездесетін басты мәселелердің бірі – коллектордың табиғи біртектілігіне байланысты ығыстыру агентінің біркелкі таралмауы. Бұл жағдай тиімділікті арттыратын және ығыстыру агентін бұрынырақ қамтылмаған аймақтарға бағыттайтын әдістерді енгізуді талап етеді.*

*Зерттеу мақсаты – су айдау тиімділігін арттыру және әлсіз дренаждалатын аймақтарды игеруге тарту мақсатында кен орнының нақты учаскесінде қабылдағыштық профилін теңестіру (ҚПТ) технологиясының қолданылуын сынақтан өткізу және негіздеу.*

*Зерттеу нысаны ретінде сулануы жоғары Ю-0-16 горизонтының қабаты алынды. Зерттеу барысында зертханалық сынақтар нәтижесінде іріктелген гель түзуші құрамдар пайдаланылды. Қолдану мүмкіндігі мен технологиялық тиімділігін бағалау үшін бекітілген әдістемелік құжаттар мен ұңғымалардың геофизикалық зерттеулері (ҰГЗ) қолданылды.*

*Геофизикалық зерттеулер нәтижелері бойынша, перфорация аралығындағы жоғары өткізгіштік арналарының жабылуы салдарынан айдау ағындарының қайта бөлінуі байқалды. Қосымша мұнай өндіру мен сулануды төмендету секілді сандық көрсеткіштер технологияның тиімділігін растады.*

*Алынған нәтижелер технологияны компанияның басқа кен орындары мен ұқсас геологиялық жағдайларында кеңінен енгізу үшін үлкен практикалық мәнге ие екенін көрсетеді.*

**Түйінді сөздер:** *Қабылдау профилін теңестіру, ұңғымадағы геофизикалық зерттеулер, қамту коэффициенті, қосымша мұнай өндіру.*

## Информация об авторах

**Кенжетаев Адиль Ерикович** – ведущий инженер управления новых технологий, [AKenzhetayev@kmge.kz](mailto:AKenzhetayev@kmge.kz)

**Мушарова Дарья Александровна** – эксперт управления новых технологий, [D.Musharova@kmge.kz](mailto:D.Musharova@kmge.kz)

**Орынбасар Ермек Кенесұлы** – начальник управления новых технологий, [Y.Orynbassar@kmge.kz](mailto:Y.Orynbassar@kmge.kz)

**Жаппасбаев Биржан Жомартович** – эксперт управления новых технологий, [B.Zhappasbayev@kmge.kz](mailto:B.Zhappasbayev@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

**Құрақов Данияр Нұрлыбекұлы** – инженер управления ИДН и ПНП, [D.Kurakov@kmge.kz](mailto:D.Kurakov@kmge.kz)

**Нұғман Нұрдәулет Талғатұлы** – старший инженер управления ИДН и ПНП, [N.Nugman@kmge.kz](mailto:N.Nugman@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», Атырауский филиал, г. Атырау, Казахстан



**Ким Андрей Трофимович** – начальник отдела разработки, AKim@kgm.kz  
**Жоламан Ақылбек Жоламанұлы** – заместитель генерального директора по геологии и разработке, AZholaman@kgm.kz  
ТОО «СП «Казгермунай», г. Кызылорда, Казахстан

## **СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОТКАЗОВ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ»**

**Л.Г. Утемисова, С.В. Ишангалиев, А.С. Елемесов, Д.А. Актаукенов**

*В статье рассматривается применение методов машинного обучения для прогнозирования отказов штанговых глубинных насосов (ШГН) с целью повышения надежности эксплуатации скважинного оборудования на месторождениях АО НК «КазМунайГаз». Проведен анализ ключевых этапов построения прогностической модели, включая предобработку данных, выбор значимых признаков, обучение и валидацию алгоритмов. Особое внимание уделено адаптивности моделей к изменяющимся условиям работы скважин, а также их способности выявлять аномальные режимы эксплуатации.*

*Результаты исследования демонстрируют, что использование предиктивной аналитики позволяет перейти от реактивного к превентивному обслуживанию, сокращая количество внеплановых ремонтов и простоев. Оптимизация модели за счет улучшения качества данных, расширения признакового пространства и тестирования различных алгоритмов позволила значительно повысить точность прогнозирования.*

*Подчеркивается важность применения телеметрических данных для повышения достоверности прогнозов. В качестве перспективных направлений развития метода рассматриваются методы обработки несбалансированных данных. Полученные результаты подтверждают эффективность машинного обучения для решения задач прогнозирования отказов в нефтегазовой отрасли.*

**Ключевые слова:** машинное обучение, нейронные сети, штанговые глубинные насосы, подземный ремонт скважины, поломки скважин, предиктивная аналитика.

### **Введение**

Со временем эксплуатации нефтедобывающих месторождений пластовая энергия постепенно снижается с момента начала добычи, что приводит к переходу от фонтанирования к механизированным методам эксплуатации. Для любой нефтедобывающей организации важным этапом нефтедобычи является подъем продукции на поверхность. На месторождениях АО «НК «КазМунайГаз» (далее – АО НК КМГ) наиболее распространенным методом механизированной добычи является применение штанговых глубинных насосов (далее – ШГН). Широкое распространение ШГН обусловлено их высоким коэффициентом полезного действия, адаптивностью к осложненным условиям эксплуатации и возможностью проведения ремонтных работ непосредственно на месторождении.

Однако данный метод имеет ряд ограничений, включая глубинные ограничения, неприменимость в искривленных скважинах и относительно низкий коэффициент подачи. Одним из характеризующих скважин параметров, определяющим надежность и долговечность глубинно-насосного оборудования, является наработка на отказ [1].

Частота преждевременных отказов глубинно-насосного оборудования месторождений, а также высокая доля часто ремонтируемого фонда скважин (далее – ЧРФ) показывает необходимость применения современных методов диагностики и прогнозирования отказов оборудования (рис. 1) [2]. Авторами был изучен международный опыт применения прогнозирования отказов внутрискважинного оборудования и изучены возможности применения на месторождениях группы компаний АО НК КМГ.

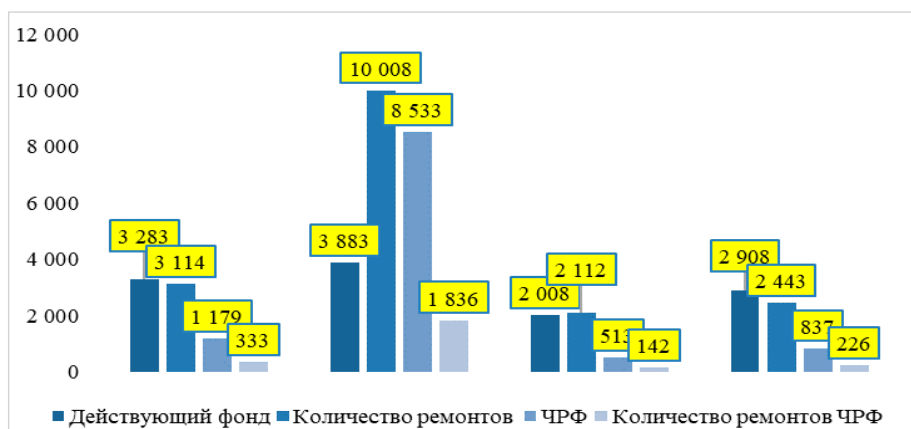


Рис. 1. Информация о количестве ремонтов

Цель исследования заключается в разработке и апробации прогнозной модели отказов глубинно-насосного оборудования на основе промысловых данных в скважинах, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами. Реализация данной модели направлена на снижение количества внеплановых остановок добычи за счет своевременного прогнозирования потенциальных отказов и перевода их в категорию плановых ремонтов. Это позволит оптимизировать обслуживание скважинного фонда за счет заблаговременного планирования ремонтно-профилактических мероприятий.

#### Для достижения цели решаются следующие задачи:

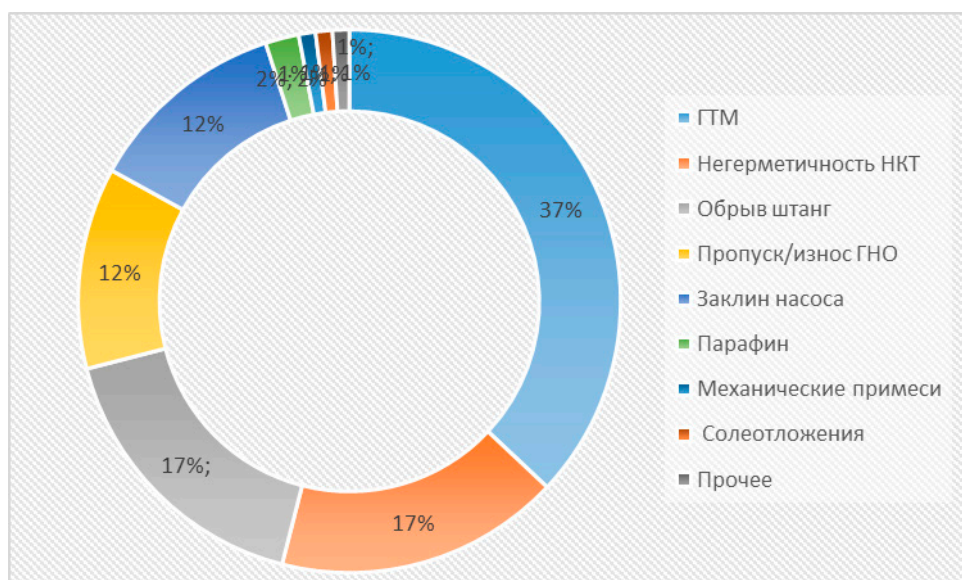
- Проведение анализа исходных данных с последующей их очисткой и предобработкой для обеспечения необходимого качества.
- Формирование пространства признаков и идентификация ключевых факторов, оказывающих значимое влияние на точность прогнозирования.
- Разработка, сравнительный анализ и селекция наиболее эффективных прогностических моделей.
- Обучение отобранных моделей с оптимизацией гиперпараметров для решения задачи прогнозирования отказов.

- Тестирование и верификация работоспособности модели на реальных промысловых данных с оценкой её прогностической способности.

### Входные данные

Основной фонд скважин группы компаний АО НК «КазМунайГаз» представлен механизированным способом эксплуатации, в частности использование ШГН для добычи пластовой жидкости на поверхность. В процессе эксплуатации установки ШГН могут отказывать по ряду причин, среди которых основными причинами отказа могут послужить: 1) геологические причины, такие как снижение притока; 2) технологические причины, некорректный подбор глубинно-насосного оборудования. Анализ причины отказов подземных ремонтов скважин (далее – ПРС) показывает ряд скважин с высокой частотой ремонтов в год (3 и более ремонтов в год), которые относятся к ЧРФ скважин.

Основными причинами отказов на скважинах, оборудованных ШГН, является обрыв штанг, протирание штанг, негерметичность насосно-компрессорных труб и др. На рис. 2 представлена статистика причин отказов глубинно-насосного оборудования [2]. Основываясь на исторических данных работы скважины, а также отказов скважин с причинами отказов, как показывает международный опыт, можно построить модели прогнозирования отказов скважины, с помощью которой на начальном уровне можно предсказать следующую дату отказа, а на более усложненной модели предсказать причины отказа.



**Рис. 2. Основные причины отказов глубинно-насосного оборудования**

Изученный международный опыт показывает возможность построения модели предсказания даты отказов скважин. Подход к построению модели прогнозирования имеет общую структуру, где основным шагом построения модели предсказания отказов является сбор и подготовка качественных данных. Данные для построения модели можно разделить на статистические и динамические, где статистические данные – данные, которые в процессе жизни скважины не меняются, динамические данные – данные, которые меняются с течением

времени. Так, авторами работы [3] подробно описана группировка параметров работы скважины, оборудованных электроцентробежными насосами. В работе авторами уделяется особое внимание подготовке данных для построения модели прогнозирования отказов, так как успешность модели прогнозирования зависит от качества используемых данных.

Основная доля построения и успешности модели предсказания отказов зависит от полноты и качества данных для модели. В связи с этим, при подготовке модели прогнозирования необходимо особое внимание уделить качеству применяемых данных для построения модели.

Высокое качество входных данных имеет решающее значение для надежных результатов анализа; поэтому важно, чтобы подготовка данных осуществлялась с применением надлежащих методов проверки доступности данных и проверки их работоспособности. Это позволяет избежать ненадежных данных в процессе построения модели и гарантировать, что модели обучаются на основе соответствующих характеристик данных.

Данные, необходимые для построения модели прогнозирования отказов глубинно-насосного оборудования, включают статические данные, такие как профиль скважины, установленное оборудование, история отказов и технического обслуживания, а также динамические данные, полученные в режиме реального времени по скважинам (режим работы скважины).

Большую часть данных, используемых для машинного обучения, можно разделить на 4 основных типа: числовые или количественные данные, которые могут быть непрерывными и дискретными, категориальные данные, данные временных рядов и текстовые данные.

Предварительная обработка данных – это метод интеллектуального анализа данных, который включает преобразование необработанных данных в корректный формат. Реальные данные часто неполны, противоречивы и/или не содержат определенных моделей поведения или тенденций, а также могут содержать множество ошибок. Предварительная обработка данных – проверенный метод решения проблем некорректности данных, поскольку предварительная обработка данных напрямую влияет на способность модели прогнозирования к обучению.

В связи с этим, при применении современного метода диагностики отказов скважин, необходимо основательно подойти к подготовке и проверке качества данных.

Для прогнозирования отключений и сбоев системы глубинно-насосного оборудования создаются различные алгоритмы машинного обучения, тесно связанные с моделями больших данных, которые описывают рабочее состояние глубинно-насосного оборудования на основе собранных параметров.

### **Методология машинного обучения**

Машинное обучение – это методология, в которой компьютерные системы обучаются на основе исторических данных, чтобы делать прогнозы и принимать решения [4, 5]. Для построения модели предсказания отказов, необходимо выполнить следующие шаги:

1. Сбор данных: сначала собираются данные о работе подземного оборудования;
2. Подготовка данных: данные анализируются, очищаются от выбросов и пропущенных значений, а также могут быть созданы новые признаки;

3. Обучение модели: на основе отработанных данных создается модель машинного обучения, которая может предсказывать вероятность отказа насоса на основе текущих параметров;
4. Мониторинг и обновление: модель регулярно монитрится и обновляется на основе новых данных, чтобы сохранять актуальность и точность прогнозов.

Одним из ключевых применений машинного обучения является создание моделей, которые способны предсказывать отказы подземного оборудования скважин. Для этого используются различные методы, включая:

- Методы временных рядов, которые могут использоваться для анализа и прогнозирования изменений параметров скважин со временем. Это помогает выявить паттерны, которые предшествуют отказам, и принимать меры предосторожности заблаговременно.

- Методы классификации могут определять состояние оборудования как «нормальное» или «неисправное» на основе данных о его работе.

- Методы кластеризации могут группировать скважины с похожими характеристиками и историей, что позволяет выявлять общие аномалии и прогнозировать отказы на групповом уровне.

Одним из главных приоритетов использования машинного обучения в предсказании отказов – это возможность проводить профилактическое обслуживание. Модели машинного обучения определяют, когда оборудование приближается к отказу, и позволяют инженерам и техническим специалистам предпринимать меры для предотвращения отказов и, как следствие, останова скважин.

Широкую оценку использования машинного обучения получили при построении модели предсказания отказов скважин, оборудованных электроцентробежными насосами. В скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами, машинное обучение позволяет создавать системы мониторинга, которые следят за работой насосов в режиме реального времени. Датчики, установленные на насосах, собирают данные о давлении, расходе, вибрации и других параметрах, которые затем анализируются с использованием машинного обучения для выявления аномалий и предсказания возможных отказов.

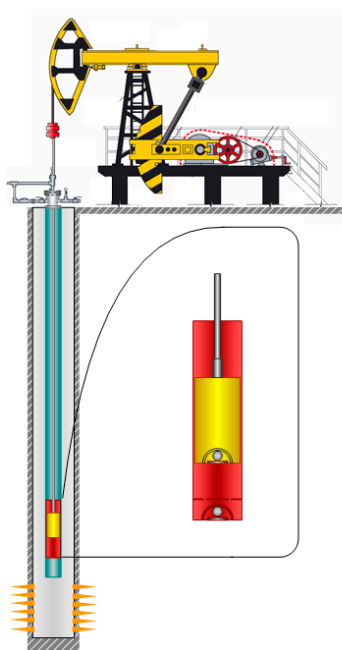
На сегодняшний день авторами статьи проводятся работы по построению и оценке моделей предиктивной аналитики отказов на скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосными устройствами. ШГН занимают львиную долю фонда АО НК КМГ на месторождениях с высокой выработкой.

На рис. 3 показана схема работы штанговой скважинной насосной установки, распространённой на месторождениях АО НК КМГ. Мониторинг и оптимизация работы ШГН являются ключевыми факторами для повышения производительности скважин и снижения затрат. Применение моделей машинного обучения в данной области обосновано и имеет потенциал для достижения высокого эффекта.

В рамках настоящего исследования рассматривается применение методов машинного обучения для прогнозирования предаварийных состояний в скважинах, оснащенных штанговыми глубинными насосами. Актуальность данного подхода обусловлена следующими ключевыми аспектами:

1. Адаптивность к изменяющимся условиям эксплуатации: В отличие от традиционных методов алгоритмы машинного обучения способны эффективно учитывать динамические изменения таких параметров как:

- глубина скважины;
- фазовый состав добываемой смеси;
- пластовое давление;
- температурный режим.



**Рис. 3. Схема работы штанговой скважинной насосной установки**

2. Возможность комплексного многопараметрического анализа: Методы машинного обучения позволяют:
  - осуществлять одновременную обработку множества взаимосвязанных факторов;
  - выявлять значимые предикторы отказных состояний;
  - обнаруживать скрытые корреляционные зависимости;
  - оптимизировать режимы эксплуатации оборудования.
3. Прогностический потенциал: Разрабатываемые модели обладают способностью:
  - заблаговременно идентифицировать признаки приближающихся отказов;
  - минимизировать вероятность аварийных ситуаций;
  - сокращать затраты на ремонтные работы и простои оборудования.

Данный подход позволяет перейти от реактивного к превентивному обслуживанию скважинного оборудования, что существенно повышает экономическую эффективность эксплуатации.

Использование модели машинного обучения позволяет создавать модели предсказания отказов, опираясь на исторические данные работы скважины. Авторами для создания модели использованы данные по кривизне ствола скважин (инклинометрия скважин – темп набора кривизны, зенитный угол ствола сква-



жины), режиму работы скважин (дебит жидкости, обводненность), режиму откачки, дате и причине отказа подземного ремонта скважин (далее – ПРС) [5, 6]. Большую часть работы при создании модели авторы потратили на обработку и подготовку данных для дальнейшего построения модели предсказания, так как успешность модели предсказания зависит от полноты и качества входных данных.

Для повышения точности прогнозирования авторами исследования проводится сравнительный анализ различных методов машинного обучения с последующим отбором наиболее эффективной модели. Выбранная модель будет внедрена на месторождениях с целью минимизации количества отказов в скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами.

Результаты исследования демонстрируют, что прогнозные модели отказов глубинно-насосного оборудования обеспечивают следующие ключевые преимущества [7]:

1. Реализация превентивного обслуживания: Применение предиктивных аналитических моделей позволяет осуществлять техническое обслуживание насосных установок на этапе предотказного состояния, что приводит к:
  - сокращению количества аварийных ремонтов;
  - минимизации потерь добычи углеводородов.
2. Оптимизация эксплуатационных расходов: Прогнозирование отказов способствует:
  - рациональному планированию ремонтного фонда;
  - снижению затрат на экстренную замену оборудования.
3. Повышение эксплуатационной надежности: Систематический мониторинг параметров работы и регулярная актуализация модели позволяют:
  - существенно увеличить надежность оборудования;
  - продлить межремонтный период эксплуатации.
4. Минимизация производственных рисков: Прогнозные модели способствуют:
  - предотвращению нештатных ситуаций (аварийных остановок, разгерметизации);
  - снижению экологических и технологических рисков.

Современные подходы машинного обучения предполагают стандартизированную процедуру построения прогностических моделей, включающую следующие последовательные этапы:

1. Выявление аномальных состояний – идентификация отклонений от нормальных режимов работы оборудования;
2. Диагностика отказных состояний – классификация и определение характера возникающих неисправностей;
3. Прогнозирование отказов – предсказание вероятности возникновения критических состояний в перспективе;
4. Минимизация последствий – разработка превентивных мер для снижения ущерба от потенциальных отказов.

В процессе подготовки данных были собраны исторические данные фонда скважин, эксплуатируемых ШГН. По итогам сбора, была проведена предварительная подготовка и верификация данных путем очистки и интерполяции имеющихся данных скважины. За основу анализа были приняты следующие данные

скважины: режим эксплуатации скважин, кривизна ствола скважины, история ПРС (дата и причина отказа), спущенное глубинно-насосное оборудование, режим откачки (число качаний, длина хода станка-качалки).

Исторические данные работы скважины были сгруппированы на статистические (постоянные в процессе эксплуатации скважины) и динамические (переменные в процессе эксплуатации скважины).

В процессе формирования модели предсказания отказов глубинно-насосного оборудования аномалией является отказ подземного оборудования – дата отказа, как первая ступень предсказания, и более усложненная модель – предсказание причины отказа.

Диагностика отказов подземного оборудования, дальнейшее формирование модели прогнозирования, и их использование позволит недропользователям проводить смягчение последствий отказов оборудования путем реализации заблаговременных мероприятий на скважинах с целью уменьшения простоев скважин, или же оснащения промысла необходимым подземным оборудованием с целью минимизации простоев скважин из-за ПРС.

Успешность модели прогнозирования зависит от выбора корректного метода построения модели предиктивной аналитики.

Модели машинного обучения представляют собой математические алгоритмы, которые обучаются на данных и используются для прогнозирования или классификации новых данных. Существует множество различных моделей машинного обучения, и выбор определенной модели зависит от характера задачи, доступных данных и требуемых результатов. Основные методы модели машинного обучения [8]:

1. Метод опорных векторов (Support vector machine) – используется для задач классификации и регрессии.
2. Случайный лес (Random Forest) – деревья решений строятся на основе вопросов о признаках и позволяют делать прогнозы. Случайные леса – это ансамбль деревьев, что улучшает обобщающую способность модели.
3. Градиентный бустинг (XGBoost) – ансамблевые методы, которые комбинируют несколько слабых моделей для создания более сильной и устойчивой модели.
4. Нейронные сети (ANN) – моделирование, состоящее из искусственных нейронов, применяются в задачах на распознавание изображений и обработке естественного языка.
5. Долгосрочная память (LSTM) – моделирование последовательных данных, учитывает долгосрочные зависимости в данных.
6. Вариационные автоэнкодеры (VAE) – эффективный способ генерации новых данных, изучения структуры скрытого пространства. Инструмент для обучения вероятностных моделей и генерации новых данных, сохраняя при этом структуру входных данных.

Валидация точности прогностической модели может быть осуществлена посредством детекции аномалий, что позволяет оценить корректность функционирования модели в реальных эксплуатационных условиях. В машинном обучении применяются следующие основные подходы к выявлению аномалий:

- методы классификации (при наличии размеченных данных различных классов);
- одноклассовая классификация (когда доступны только данные нормального режима работы);
- методы кластеризации (для работы с неразмеченными данными).

Процесс обнаружения аномалий играет критически важную роль в идентификации отклонений от нормальных рабочих паттернов, которые могут свидетельствовать о потенциальных неисправностях. На рис. 4 представлены наиболее распространенные алгоритмы глубокого обучения, применяемые для решения задач детекции аномалий.

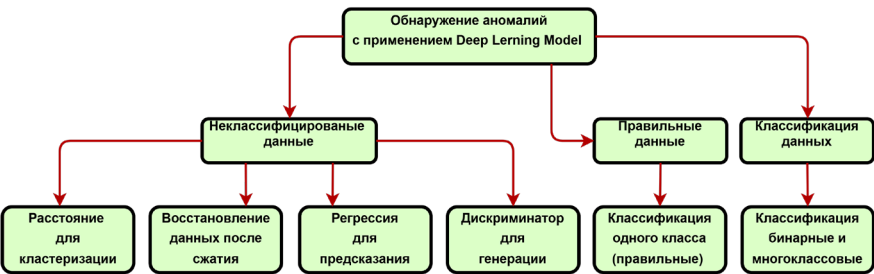


Рис. 4. Инструменты обнаружения аномалий

В работе по предсказанию отказов подземного оборудования скважин авто-рами был использован один из методов градиентного бустинга LightGBM [5, 9], который помог модели лучше понимать последовательности данных на обыч-ных и нормальных данных. Так как отказы скважин сопровождаются на всем протяжении их эксплуатации, для прогнозирования отказов были использова-ны исторические данные выбранного пилотного проекта, и задача сводилась к прогнозированию последовательности отказов за счет обучения модели на нор-мальных данных, которые модель использовала в процессе обучения для по-нимания обычных закономерностей и понимания последовательности отказов скважин. На рис. 5 показано количество аварий в течение одного года. Были рассмотрены 6 типов событий (классов): 0 – нет поломок, 1 – геолого-техниче-ские мероприятия (далее – ГТМ), 2 – обрыв штанги, 3 – заклинивание насоса, 4 – протирание штанги, 5 – негерметичность насосно-компрессорных труб (да-лее – НКТ), 6 – не работает насос.

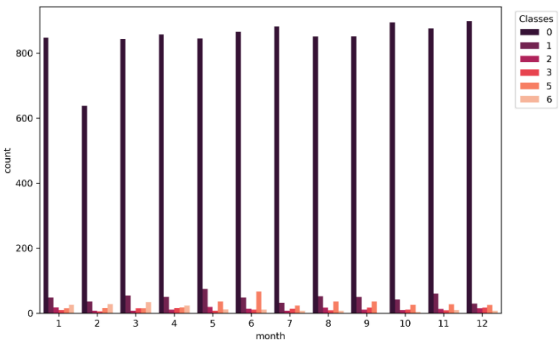


Рис. 5. Распределение аварий скважин пилотного месторождения

На рис. 5 можно заметить, что общее количество аварий не превышает 5% общего количества событий на скважинах, из всех аварий наблюдается большое

количество аварий типа ГТМ. Данную задачу авторы рассматривали, как задачу многоклассовой классификации [10].

Модель предсказания отказов была обучена на промысловых данных выбранного месторождения, впоследствии модель была проверена на выявление отклонений и аномалий в данных, которые не соответствуют обычным закономерностям. Общий объем данных был получен от одного из месторождений группы компаний АО НК КМГ. Данные представляют собой собранные данные по 2131 скважине и за период 1 год. Обучение модели было выполнено на выбранной случайным образом выборке данных. Обучающая выборка представляет собой массив данных из 16477 записей и 24 разных показателей. Валидирующая выборка состоит из 4191 записей и 24 показателя работы скважины.

Показателями работы скважины являются: 1) характеристики режима работы скважины забойное давление ( $P_{\text{заб}}$ ), дебит нефти ( $Q_{\text{нефти}}$ ), дебит жидкости ( $Q_{\text{жидкости}}$ ), обводненность, газовый фактор ( $ГФ$ ), вязкость нефти, воды, жидкости в пластовых условиях, объемный коэффициент нефти; 2) режим откачки тип насоса (диаметр), глубина спуска насоса ( $H_{\text{сп}}$ ), число качаний, длина хода; 3) инклинометрия ствола скважины (темп набора пространственной кривизны, зенитный угол).

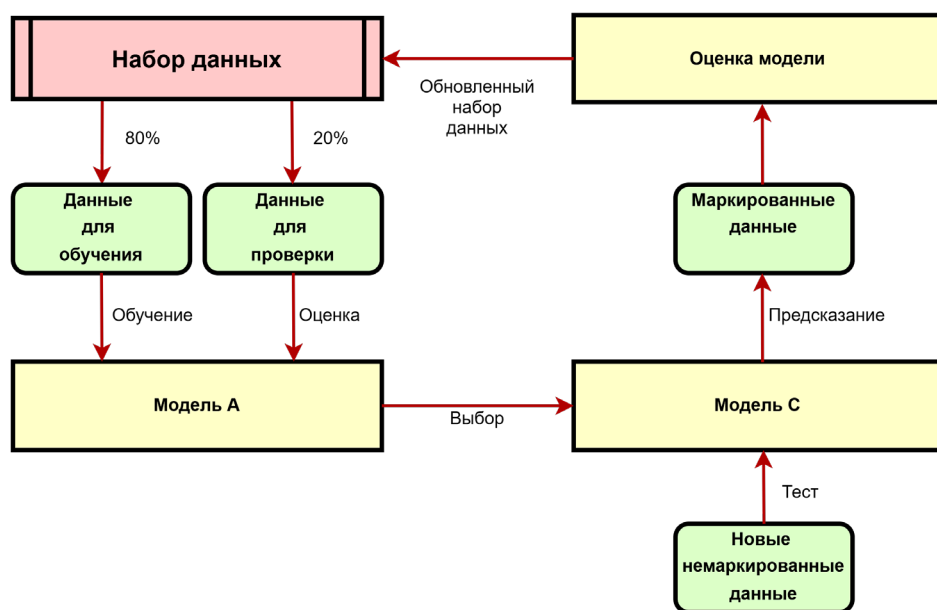


Рис. 6. Карта создания модели машинного обучения

Теоретически и практически создание модели машинного обучения включает в себя несколько шагов, таких как выбор модели, обучение и оценку модели (рис. 6) [11]. Набор исторических данных работы скважин месторождения после прохождения предобработки данных были разделены на две части: 1 часть – для обучения модели, 2 часть – для проверки / тестирования производительности модели. Авторами для создания модели предсказания отказов подземного оборудования было использовано отношение 80% для обучения и 20% для тестирования. Модель LightGBM на валидирующем датасете показала следующий

результат по метрике ассигасы [4] равный 0,63 (максимальное значение по данной метрике является 1). Авторы считают, что полученные результаты являются недостаточно точными, но это является первым шагом по решению нетривиальной задачи. Для принятия объективного решения о превентивной остановке и ремонту скважины, авторы считают, что модель должна иметь метрику выше 0,75. Предложенная метрика является усреднением точности модели по всем классам.

После проведения валидации и оценки производительности модели машинного обучения были выявлены возможности для ее совершенствования. В рамках исследования авторами реализован комплекс мер по улучшению точности прогнозирования отказов подземного оборудования:

1. Оптимизация входных данных:
  - Усиление процедур предобработки данных;
  - Генерация дополнительных признаков;
  - Применение методов балансировки классов.
2. Расширение пространства признаков:
  - Включение новых параметров эксплуатационных режимов;
  - Учет динамических характеристик (длина хода плунжера, частота качаний станка-качалки).
3. Увеличение обучающей выборки:
  - Расширение объема исторических данных;
  - Улучшение репрезентативности выборки.
4. Модификация алгоритмического подхода:
  - Тестирование альтернативных архитектур моделей;
  - Подбор оптимального алгоритма прогнозирования.

После реализации оптимизационных мер авторами было проведено повторное обучение и валидация модели для оценки достигнутого прогресса. Применение указанных методов модификации позволило достичь значительного повышения точности прогнозирования. Анализ результатов многократных итераций улучшения модели позволил сделать следующие выводы:

1. Для эффективного прогнозирования критически важным является использование данных телеметрического мониторинга скважин.
2. При работе с историческими данными ключевое значение приобретают:
  - тщательная предварительная обработка данных;
  - комплексная оценка качества исторических записей;
  - полнота и репрезентативность доступного датасета.

Проведенные исследования подтвердили практическую применимость методов машинного обучения для прогнозирования отказов подземного оборудования при условии качественной подготовки исходных данных. В представленной работе детально рассмотрена методика построения и валидации такой прогностической системы.

Перспективным направлением дальнейших исследований авторы видят разработку и тестирование специализированных методов обработки несбалансированных данных для создания более точных прогностических моделей.

## **Заключение**

Применение методов машинного обучения для прогнозирования отказов штанговых глубинных насосов является ключевым элементом обеспечения бесперебойной эксплуатации скважинного оборудования. Разработка эффективных

прогностических моделей приобретает особую актуальность для нефтегазовой отрасли, поскольку позволяет:

1. Повысить надежность и безопасность эксплуатационных процессов;
2. Оптимизировать производственные показатели;
3. Снизить операционные затраты;
4. Увеличить ресурс работы оборудования.

Внедрение систем предиктивной аналитики для ШГН способствует:

- Сокращению количества подземных ремонтов (ПРС);
- Минимизации простоев скважин;
- Повышению общей эффективности добывающей системы.

В представленном исследовании проведена комплексная оценка применимости методов машинного обучения для решения задачи прогнозирования отказов. Полученные результаты подтверждают перспективность данного направления.

Проведенная работа закладывает научно-методическую основу для создания интеллектуальных систем мониторинга и прогнозирования состояния скважинного оборудования.

### **Список использованной литературы**

1. Михайлович Н.Н. Повышение эксплуатационных характеристик нефтепромыслового оборудования в территориально-производственном предприятии. – РГУ нефти и газа им. Губкина, 2000.
2. Информационный отчет КМГ Инжиниринг за 2022 г.
3. Khabibullin R.A., Shabonas A.R., Gurbatov N.S., Timonov A.V. Prediction of ESPs Failure Using ML at Western Siberia Oilfields with Large Number of Wells. – SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2020. DOI:10.2118/201881-MS
4. Merembayev T., Kurmangaliyev D., Bekbauov B., Amanbek Y. A Comparison of machine learning algorithms in predicting lithofacies: Case studies from Norway and Kazakhstan. – Energies, 2021, 14(7), 1896.
5. Merembayev T., Amanbek Y. Time-series event prediction for the uranium production wells using machine learning algorithms. – 56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 2022.
6. API TR 11L Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems (Conventional Units), 5th edition – 2008.
7. Abdelaziz M., Lastra R., Xiao J.J. ESP data analytics: Predicting failures for improved production performance. – Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 2017.
8. Seradilla O., Zugasti E., Zurutuza U. Deep learning models for predictive maintenance: a survey, comparison, challenges and prospect. – Computer Science. 2020.
9. Rudakov V., Timur M., Yedilkhan A., Perizat O. Time Series Analysis of Biogas Monitoring with Deep Learning Approaches. –5th International Conference on Problems of Cybernetics and Informatics (PCI), 2023, pp. 1-4.
10. Chicco D., Jurman G. The advantages of the Matthews correlation coefficient (MCC) over F1 score and accuracy in binary classification evaluation. – BMC genomics, 2020, 21, 1-13.



11. Luo B., Wang H., Liu H., Li B., Peng F. Early fault detection of machine tools based on deep learning and dynamic identification. – IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2018, 66(1), p. 509-518.

## **«ҚАЗМҰНАЙГАЗ» ҰК АҚ ЖАҒДАЙЫНДАҒЫ ҰҢҒЫМДАРДЫҢ ЖАБДЫҚТАРЫНЫҢ БҰЗУЫН БОЛЖАУДЫҢ ЗАМАНАУЫ ӘДІСТЕРІ**

**Л.Г. Өтемісова, С.В. Ишанғалиев, А.С. Елемесов, Д.А. Ақтауқенов**

*Бұл мақалада «ҚазМұнайГаз» АҚ кен орындарында құндықтық жабдықтың сенімділігін арттыру үшін терең сорғы жабдықтарын (ТСЖ) істен шығуын болжауда машиналық оқыту әдістерін қолдану қарастырылады. Прогноздық модельді құрудың негізгі кезеңдері талданды, оларға деректерді алдын ала өңдеу, маңызды белгілерді таңдау, алгоритмдерді оқыту және тексеру жатады. Ерекше назар модельдердің құдықтардың өзгермелі жұмыс жағдайларына бейімделуіне және аномальді жұмыс режимдерін анықтау қабілетіне аударылды.*

*Зерттеу нәтижелері предиктивтік аналитиканы қолданудың реактивті техникалық қызмет көрсетуден превентивті қызметке көшуге мүмкіндік беретінін көрсетеді, бұл жоспарсыз жөндеулер мен тоқтап қалуларды азайтады. Деректер сапасын жақсарту, белгілер кеңістігін кеңейту және әртүрлі алгоритмдерді сынау арқылы модельді оңтайландыру болжам дәлдігін айтарлықтай арттырды.*

*Болжамдардың сенімділігін арттыру үшін телеметриялық деректерді қолданудың маңыздылығы атап өтілген. Әдісті одан әрі дамытудың перспективалық бағыттары ретінде теңгерілмеген деректерді өңдеу әдістері қарастырылды. Алынған нәтижелер машиналық оқытудың мұнай-газ саласындағы істен шығуларды болжау мәселелерін шешуде тиімді екенін растайды.*

**Түйінді сөздер:** *машиналық оқыту, нейрондық желілер, терең сорғы жабдықтары, жер асты ұңғымаларын жөндеу, ұңғымалардың істен шығуы, болжамды талдау.*

### **Информация об авторах**

**Утемисова Лаура Гибратовна** – ведущий инженер департамента сопровождения цифровых проектов, [L.Utemissova@kmge.kz](mailto:L.Utemissova@kmge.kz)

**Ишанғалиев Серик Владимирович** – директор департамента техники и технологий добычи нефти и газа, [S.ishangaliyev@kmge.kz](mailto:S.ishangaliyev@kmge.kz)

**Елемесов Азамат Серикович** – директор департамента сопровождения цифровых проектов, [AYelemessov@kmge.kz](mailto:AYelemessov@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг» г. Астана, Казахстан

**Ақтауқенов Даур Акконусович** – докторант PhD ОП «Автоматизация и роботизация», [Daur.aktaukenov@gmail.com](mailto:Daur.aktaukenov@gmail.com)

Satbayev University, г. Алматы, Казахстан

# ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА УВЕЛИЧЕНИЯ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА СКВАЖИН ЦДНГ № 9 АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ»

Р.Р. Шарипкулов, О.К. Ибагаров

*В условиях снижения дебита нефтяных скважин на зрелых месторождениях проблема повышения рентабельности добычи приобретает особую актуальность. Одним из ключевых решений является увеличение межремонтного периода (МРП) скважин, поскольку это позволяет существенно снизить затраты на подземный ремонт, минимизировать простой фонда и повысить общую эффективность производства.*

*В рамках пилотного проекта, реализованного в ЦДНГ-9 АО «Озенмунайгаз», была проведена масштабная аналитическая и техническая работа по выявлению и устранению причин отказов насосного оборудования, оптимизации режима работы скважин и внедрению цифровых инструментов, включая информационную систему АВАИ.*

*В статье представлены методология реализации проекта, полученные результаты и технико-экономическая эффективность предложенных мероприятий.*

**Ключевые слова:** пилотный проект, межремонтный период, глубинно-насосное оборудование, цифровизация, часторемонтируемый фонд скважин.

## **Введение**

АО НК «КазМунайГаз» (далее – КМГ) и его дочернее предприятие ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ) уделяют приоритетное внимание вопросам повышения межремонтного периода скважин (далее – МРП), как одному из наиболее важных показателей эффективности эксплуатации механизированного фонда. В 2023 году в ЦДНГ-9 АО «Озенмунайгаз» (далее – ОМГ), где зафиксирован один из наиболее низких показателей МРП среди всех подразделений, был инициирован пилотный проект. Его целью стало проведение комплексного анализа фонда скважин и выработка рекомендаций по увеличению МРП на основе системного подхода к увеличению потенциала службы глубинно-насосного оборудования (далее – ГНО), анализу отказов оборудования и снижению частоты ремонтов.

Для эффективной реализации пилотного проекта из числа экспертов КМГ, КМГИ и ОМГ, была создана междисциплинарная группа по оперативному реагированию и контролю проведения технологических операций по подземному ремонту скважин, проведения глушения и обработок скважин горячей водой, химизации процессов, входного контроля и учету ГНО, проведения комиссионного расследования причин отказов подземного оборудования.

В период с января по август 2023 года службой аналитических исследований технологических процессов КМГИ (далее – служба) была проведена аналитическая работа по выявлению причин снижения МРП и разработке комплекса мероприятий по его увеличению. На основании полученных данных был подготовлен итоговый отчет, по результатам которого в сентябре 2023 года принято решение о переходе проекта к практической фазе – поэтапному внедрению мероприятий на производстве.

Обобщенные результаты практической реализации в ЦДНГ-9, представленные в данной статье, продемонстрировали положительную динамику ключевых

производственных показателей. Это стало основанием для решения о тиражировании проекта на другие цеха ОМГ, с возможностью масштабирования успешных решений на уровне всей компании.

### Методология и инструментарий пилотного проекта

Для решения поставленной задачи были разработаны следующие направления:

- проведён анализ причин отказов оборудования на основе исторических данных по 322 скважинам с ранжированием фонда по рентабельности, МРП и эксплуатационному потенциалу;
- сформированы группы скважин с типовыми отказами, по которым разработаны обоснованные технические решения;
- с использованием модуля «Подбор ГНО» информационной системы АВАИ для каждой скважины определены: оптимальный тип и диаметр насоса, глубина его спуска, параметры штанговой компоновки, режим качения, оптимальный дебит добываемой продукции;
- проведена оценка перехода механизированного фонда скважин с установками штанговых глубинных насосов (далее – УШГН) на установки электроцентробежных насосов (далее – УЭЦН) для ряда скважин с высоким потенциалом эксплуатации;
- проведена инвентаризация и анализ скважин с нерентабельными параметрами эксплуатации;
- определен ряд скважин, не обладающих потенциалом для устойчивой добычи и оказывающих отрицательное влияние на средний МРП.
- на основе фактических и прогнозных данных, построено технико-экономическое моделирование сценариев вывода таких скважин из фонда, включая прогноз по росту МРП и снижению ремонтной нагрузки.

#### 1) Анализ текущего состояния фонда ЦДНГ-9

По состоянию на 01.01.2023 г. действующий фонд включал 322 скважины, из которых 318 эксплуатировались с УШГН и 4 скважины с УЭЦН. Добыча нефти и газа ведется на горизонтах 13, 14, 15, 16, 21 и 23.

Проведенная градация фонда по уровню динамического уровня и коэффициенту подачи (Кпод), выявила скважины с завышенной подачей и несоответствующим выбором режимов, приводящих к снижению динамического уровня и отказам (табл. 1).

Табл. 1. Градация скважин по высоте столба жидкости над насосом

УШГН/ УЭЦН	Кол-во скв.	Высота столба жидкости над насосом, Ндин, м			
		≤ 400	> 400, ≤ 700	> 700, ≤1000	> 1000
Ø44мм	105	22	64	19	
Ø57мм	153	41	90	20	2
Ø70мм	60	33	26	1	
<b>Итого УШГН</b>	<b>318</b>	<b>96</b>	<b>180</b>	<b>40</b>	<b>2</b>
45	2	1		1	
60	1		1		
80	1			1	
<b>Итого УЭЦН</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>0</b>

Полученные данные подтверждают, что свыше 30% фонда функционирует с низкими динамическими уровнями, что в условиях высокой производительности насосов приводит к недогрузке насосного оборудования и формированию кавитационных режимов. Наиболее уязвимыми оказались скважины с  $H_{дин} \leq 400$  м, где вероятность отказа ГНО возрастает на 40–60% по сравнению со скважинами, эксплуатируемыми при оптимальных уровнях 700–1000 м.

В целях повышения надёжности эксплуатации и увеличения МРП предложено провести переоценку режимов работы таких скважин:

- оптимизацию Кпод и замедление скорости отбора жидкости;
- замену насосов с учётом расчётной высоты подачи и конструктивных параметров;
- переход на периодическую эксплуатацию при нестабильном притоке.

Градации фонда подтверждают необходимость оптимизации режимов эксплуатации и рационального выбора насосного оборудования, с учётом гидродинамических параметров, для повышения надёжности и увеличения межремонтных интервалов.

**Табл. 2. Градация скважин УШГН по коэффициенту подачи**

УШГН	Кол-во скв., шт.	Кпод насоса				
		$\leq 0,3$	$> 0,3, \leq 0,5$	$> 0,5, \leq 0,8$	$> 0,8, \leq 1$	$> 1$
Ø 44 мм	169 скв.	25 скв.	57 скв.	62 скв.	15 скв.	10 скв.
Ø 57 мм	123 скв.	7 скв.	20 скв.	64 скв.	27 скв.	5 скв.
Ø 70 мм	26 скв.	1 скв.	2 скв.	18 скв.	5 скв.	-
<b>Всего:</b>	318 скв.	33 скв.	72 скв.	144 скв.	47 скв.	15 скв.

Коэффициент подачи позволил выявить следующие технологические особенности эксплуатации: влияние свободного газа, снижение полезного хода плунжера, утечки через зазоры между цилиндром и плунжером, негерметичность клапанов, неплотности в муфтовых соединениях, а также некорректный подбор длины хода и числа качаний.

Из табл. 2 видно, что на 33 скважинах коэффициент подачи не превышает 0,3, что указывает на крайне низкую эффективность работы оборудования и высокую степень отклонения от оптимального режима эксплуатации. В таких случаях целесообразна реализация комплекса геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ), что также вошло в предложенный пакет мероприятий по интенсификации притока.

Дополнительно, было рекомендовано проведение анализа режима работы с применением программного обеспечения подбора оборудования, обеспечивающего точный расчёт компоновки и параметров работы насоса. Таким образом, градация фонда по Кпод позволила:

- определить приоритетные скважины для оптимизации;
- обосновать необходимость переоценки существующих параметров работы;
- повысить надёжность и межремонтные интервалы за счёт корректного технического воздействия и подбора оборудования.

## 2) Анализ фонда по количеству ремонтов и МРП

Оценка надёжности эксплуатации механизированного фонда скважин ЦДНГ- 9 была выполнена на основе действующей «Методики расчета межремонтного периода работы фонда скважин и наработки на отказ скважинного оборудования группы компаний АО НК «КазМунайГаз» [1].

По состоянию на 01.01.2023 г. за скользящий период (2022–2023 гг.) на 322 скважинах, оборудованных УШГН и УЭЦН, было зарегистрировано 1 280 ремонтов, из которых 455 были связаны с проведением ГТМ. Таким образом, на каждую скважину, оборудованную УШГН, в среднем приходилось 4 и более ремонта в год. Сводные показатели приведены в табл. 3.

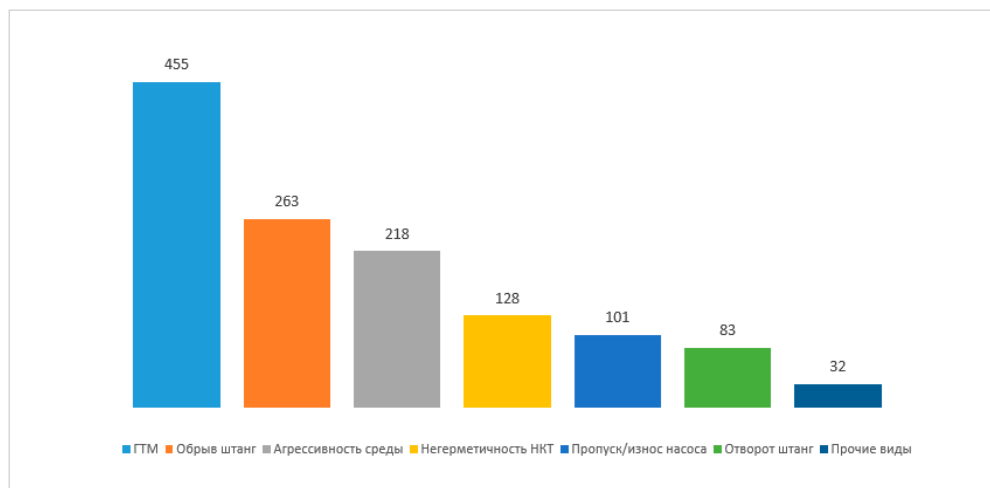
**Табл. 3. Показатели МРП и количество ремонтов скважин в ЦДНГ-9 за скользящий год**

Действ. фонд	Количество скважин	Всего ремонтов	Ремонты без учета ГТМ	МРП с учетом ГТМ, сут.	МРП без ГТМ, сут.
УШГН	318	1 277	822	76	123
УЭЦН	4	3	3	262	262
Всего	<b>322</b>	<b>1 280</b>	<b>825</b>	<b>77*</b>	<b>119*</b>

\* расчетные показатели общего значения МРП по всему фонду скважин

Ключевые показатели:

- МРП для УШГН составил 123 суток без учета ГТМ и 76 суток с учетом ГТМ;
- МРП для УЭЦН составил 262 суток;
- средний МРП по всему механизированному фонду составил 119 суток.



**Рис. 1. Основные причины ремонтов скважин**

Анализ причин проведенных ремонтов (рис. 1) выявил ключевые категории:

- проведение ГТМ – 455 ед. (36%);

- обрыв насосно-компрессорных штанг – 263 ед. (21%);
- агрессивность продукции (абразив, асфальтосмолопарафиновые отложения (далее – АСПО), коррозия, соли) – 218 ед. (17%);
- негерметичность насосно-компрессорных труб (далее – НКТ) – 128 ед. (10%);
- пропуск/износ насоса – 101 ед. (8%);
- отворот штанг – 83 ед. (6%);
- прочие ремонты (аварии, потеря изоляции) – 32 ед. (2%).

По результатам ранжирования фонда скважин выявлено, что 211 **скважин (65,5%)** относятся к категории **часто-ремонтируемых**, на которых произведено 1 110 **ремонтов** (86,7% от общего числа ремонтов). Распределение фонда по числу ремонтов и значениям МРП представлено в табл. 4.

**Табл. 4. Ранжирование осложненного фонда скважин по группам**

№ группы	Количество ремонтов по группам													Всего, ед.	МРП сут
	группа I			группа II			группа II		группа IV						
Ремонтов в год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Количество скв.	4	48	59	44	45	45	31	18	9	7	7	4	1	322	77
	111			134			49		28						
Всего ремонтов, рем/год	170			537			312		261					1 280	

Анализ показал, что:

- 34% ремонтов в часто ремонтируемом фонде (далее – ЧРФ) приходится на ГТМ;
- 22% – на обрывы штанг;
- 15% – на абразив и АСПО;
- 11% – на негерметичность НКТ;
- 8% – на износ насоса;
- 10% – прочие (потеря изоляции, отвороты, коррозия и др.).

Полученные данные демонстрируют высокую частоту отказов и необходимость комплексного подхода к оптимизации эксплуатации фонда скважин с целью увеличения межремонтного периода и повышения надежности оборудования.

### **3) Потери нефти при проведении подземных ремонтов**

Проведение подземного ремонта скважин неизбежно сопровождается вынужденной остановкой добычи нефти, что влечёт за собой прямые потери добываемой продукции. В условиях высокой частоты ремонтов и значительного количества скважин с низким МРП данные потери приобретают стратегическое значение с точки зрения снижения эффективности добычи.

В 2022 году в ЦДНГ-9 зафиксировано 1 280 подземных ремонтов на 322 скважинах, в том числе 455 ремонтов в рамках ГТМ. Совокупный объём потерь нефти, связанный с ожиданием и выполнением подземного ремонта скважин (далее – ПРС), составил 17 232,4 тонн (табл. 5).



Табл. 5. Потери нефти по группам скважин при проведении ремонта в 2022 г.

№ группы	Количество ремонтов, ед.	ПРС без учета ГТМ			Всего ПРС, с учетом ГТМ		
		Потери нефти, т	Кол-во скв., ед.	МРП, сут.	Потери нефти, т	Кол-во скв., ед.	МРП, сут.
IV	8 +	786,3	9	39	3 305,4	28	36
III	6-7	2 121,7	26	52	3 773,6	49	51
II	3-5	4 632,6	95	85	7 697,9	134	81
итого по ЧРФ		7 540,6	130	70	14 776,9	211	62
I	0-2	1 140,4	192	270	2 455,5	111	193
Всего по ЦДНГ-9		<b>8 680,9</b>	<b>322</b>	<b>119*</b>	<b>17 232,4</b>	<b>322</b>	<b>77*</b>

\* расчетные показатели общего значения МРП по всему фонду скважин

Ранжирование потерь нефти по группам показало, что:

- наиболее высокие потери нефти – 7,7 тыс. т, были зафиксированы в группе II (от 3 до 5 ремонтов в год), что составляет 41,6% от действующего фонда скважин.
- В группе III (от 6 до 7 ремонтов в год) потери составили 3,8 тыс. т или 15,2% от фонда.
- В группе IV (8 и более ремонтов в год) зафиксированы потери на уровне 3,3 тыс. т, или 8,7% от общего числа скважин.

Совокупно, **ЧРФ из 211 скважин** обеспечил 85,7% всех потерь нефти по ЦДНГ-9. Средний МРП для данного фонда составил **всего 62 суток**, что существенно ниже минимально допустимого экономически эффективного уровня.

Таким образом, при исключении проведенных ремонтов, связанных с ГТМ, количество скважин ЧРФ сократилось до 130 скважин.

Потери нефти, связанные с высокой частотой ремонтов, являются существенным фактором, негативно влияющим на производственные и финансовые показатели, и требуют системного подхода к оптимизации эксплуатации оборудования, внедрению антикоррозионных и антиабразивных технологий, а также повышению квалификации обслуживающего персонала.

#### **4) Влияние нерентабельного фонда скважин и прогнозные сценарии увеличения МРП**

Сокращение количества и продолжительности простоев, связанных с ожиданием ремонта и выполнением ремонтных работ, является одним из ключевых резервов повышения эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин, а также повышения общей рентабельности месторождения. Эффективное управление эксплуатационным фондом требует систематического анализа его рентабельности, позволяющего оперативно выявлять нерентабельные скважины и принимать меры к их выводу из эксплуатации, переводу в режим ожидания или применению мероприятий по восстановлению экономической эффективности.

На предприятиях группы КМГ анализ рентабельности проводится ежеквартально в соответствии с утверждённой «Методикой анализа рентабельности

эксплуатации добывающих скважин» [2, 3]. В рамках пилотного проекта был проведён анализ рентабельности скважин ЦДНГ-9 за 2022–2023 гг. в зависимости от МРП и экономической эффективности.

За граничное значение принято МРП в 180 суток (рис. 2):

- МРП < 180 сут.- потенциально проблемные, требуют анализа и вмешательства;
- МРП ≥ 180 сут. – устойчивые по надёжности, подлежат проверке по рентабельности.



Рис. 2. Ранжирование фонда по МРП, рентабельности и потенциалу Qн

Основные результаты ранжирования:

- Среди 130 скважин с МРП менее 180 суток:
  - ♦ 69 скважин остаются рентабельными, несмотря на высокую ремонтпригодность, за счёт относительно высокого дебита или благоприятных условий эксплуатации;
  - ♦ 61 скважина признана нерентабельной, что свидетельствует о необходимости рассмотрения вопроса о проведении мероприятий по оптимизации затрат, изменению схемы эксплуатации или консервации.
- Среди 192 скважин с МРП более 180 суток:
  - ♦ 141 скважина показала устойчивую рентабельность и стабильные эксплуатационные характеристики;
  - ♦ 51 скважина при продолжительном МРП тем не менее классифицирована как нерентабельная, что может быть связано с низким дебитом, высокой себестоимостью эксплуатации или техническими ограничениями.

На основе полученных данных был проведён прогнозный расчёт влияния исключения низкорентабельных скважин на общие показатели МРП по ЦДНГ-9 (табл. 6).

**Табл. 6. Прогноз МРП при исключении без потенциальных скважин**

Действ. фонд	Количество скважин, ед.	Всего ремонтов, рем	Ремонты без ГТМ, ед.	МРП с ГТМ, сут.	МРП без ГТМ, сут.
УШГН	272	1061	664	80,1	128,1
УЭЦН	4	3	3	261,4	261,4
<b>Всего по ЦДНГ-9</b>	<b>276</b>	<b>1 064 (- 216)</b>	<b>667 (-158)</b>	<b>81 (+ 4)</b>	<b>129 (+10)</b>

Таким образом, исключение 46 скважин (группа А и группа Б) с низкой рентабельностью оказывает значительное негативное влияние (до 10%) на показатели МРП и позволяет:

- Сократить общее число ремонтов на 216 операций (–17%);
- Увеличить средний МРП с учётом ГТМ на 4 суток и без учёта ГТМ на 10 суток;
- Повысить операционную эффективность фонда без значительного ущерба для добычи.

Следует отметить, что при остановке данных скважин прогнозируемое снижение объёма добычи составит порядка 48,2 т/сутки ( $\approx 1\,446$  т/мес.), что должно учитываться при принятии управленческих решений. Однако, стратегическое перераспределение ресурсов в сторону рентабельных скважин позволяет существенно увеличить производительность фонда, снизить нагрузку на производственные ресурсы и повысить общий уровень операционной эффективности.

На базе проведенного ранжирования фонда добывающих скважин ЦДНГ-9 по показателям МРП, рентабельности и потенциала дебита, разработаны три прогнозных сценария, повышения средневзвешенного МРП без учёта ГТМ. Моделирование выполнено с применением расчетных данных из модуля «Подбор ГНО» информационной системы «АВАI».

**Табл. 7. Сценарии увеличения МРП на основе прогнозного моделирования**

*Вариант 1*

Способ эксплуатации	Группа 1	Группа 2	Группа 3	Группа 4
	Количество скважин		Количество скважин	
УШГН	11	8	42	13
УЭЦН	58	20	99	25
<b>Итого МРП по группам</b>	<b>290</b>			

*Вариант 1 предусматривает установку УЭЦН в 202 скважинах, отобранных по результатам моделирования в ИС «АВАI»*

### Вариант 2

Способ эксплуатации	Группа 1	Группа 2	Группа 3	Группа 4
	Количество скважин		Количество скважин	
УШГН	69	28	137	38
УЭЦН	-	-	4	-
Итого МРП по группам	179			

*Вариант 2 ориентирован на сохранение текущего фонда: 272 скважины с УШГН и 4 с УЭЦН*

### Вариант 3

Способ эксплуатации	Группа 1	Группа 2	Группа 3	Группа 4
	Количество скважин		Количество скважин	
УШГН	59	28	113	38
УЭЦН	10	-	28	-
Итого МРП по группам	191			

*Вариант 3 предполагает установку 38 УЭЦН исключительно на высокодебитные и технически подходящие скважины.*

Описание сценариев:

*Вариант 1 – максимально активный сценарий:*

- предусматривает перевод 202 скважин на УЭЦН, отобранных по результатам технико-экономического моделирования;
- ориентирован на максимальное технологическое воздействие на фонд;
- прогнозный МРП без учета ГТМ составит 290 суток, что на 171 сутки выше текущего базового значения.

*Вариант 2 – сбалансированный сценарий:*

- сохраняется эксплуатация 271 скважины на УШГН и 5 скважин на УЭЦН;
- представляет собой умеренный переходный вариант с минимальными затратами на оборудование;
- прогнозный МРП достигает 179 суток (+60 суток к текущему уровню).

*Вариант 3 – целевой сценарий:*

- предполагает переход 38 скважин на УЭЦН, отобранных исключительно среди высокодебитных и технически подходящих объектов;
- сочетает разумный баланс между затратами и эффектом от модернизации;
- прогнозируемый МРП по данному сценарию составляет 191 сутки, что на 72 суток выше текущего показателя.

Результаты проведенного моделирования подтверждают высокий потенциал повышения МРП за счет оптимизации фонда и технологической модернизации. Выбор сценария зависит от доступных ресурсов, приоритетов по капитальным вложениям и стратегии операционного управления фондом. Вариант 1 является максимально амбициозным и позволяет почти в 1,7 раза увеличить МРП, но требует масштабных технических переделов.

Наиболее сбалансированным с точки зрения соотношения «эффект/затраты» является вариант 3, рекомендованный к рассмотрению как базовый ориентир для пилотной реализации программы повышения МРП в ЦДНГ-9.

### **5) Техно-экономическое моделирование вариантов**

В соответствии с методическими указаниями [2], первым этапом анализа является определение технологических параметров и формирование двух сравнительных вариантов: базового и прогнозного.

- базовый вариант отражает фактически сложившиеся на момент расчёта показатели: текущий уровень МРП, количество капитальных и текущих ремонтных мероприятий (ПРС), потери объёмов добычи нефти, связанные с простоями оборудования;
- прогнозный вариант формируется на основе целевых значений при реализации мероприятий по увеличению МРП и включает ожидаемое снижение количества ПРС и сокращение потерь добычи нефти за счёт уменьшения продолжительности простоев.

Технологический эффект оценивается как разность между значениями ключевых показателей в прогнозном и базовом вариантах, а именно по количеству ПРС и потерь объёмов добычи нефти. Таким образом, определяется вклад мероприятий в сокращение ремонтов, оптимизацию производственного процесса и минимизацию финансовых потерь, связанных с вынужденными простоями.

Для проведения оценки были заданы следующие условия:

- Нетбэк (средневзвешенная цена реализации) – с вычетом транспортных расходов, НДС, ЭТП и рентного налога на экспорт, согласно бизнес-плану АО «Озунмунайгаз» на 2024-2028 гг.;
- Условно-переменные расходы – привязаны к объёмам добычи;
- Стоимость ПРС фиксированная для периода 2024-2028 гг., при ремонте собственной бригадой указывается стоимость работ и услуг без учета затрат на оплату труда (ФОТ), расходы ФОТ отдельно, при ремонте сторонними организациями – полная стоимость ремонта, тыс. тг. на 1 скв./опер;
- Ежегодная норма отбраковки оборудования принята по фактическим и допущенным значениям.

Потери объёмов добычи нефти рассчитывались по следующим допущениям:

- для скважин с установками ШГН принято 2 ремонта в год;
- для скважин с УЭЦН – 1 ремонт в год;
- средняя длительность проведения ремонта скважины и вывода на режим – 5 суток;
- фактические суточные дебиты нефти учтены индивидуально по каждой скважине;
- применение НКТ с защитным покрытием рассматривается как фактор, способствующий увеличению МРП всего фонда скважин.

Для оценки совокупного экономического эффекта применялась расчетная модель, учитывающая как прямые выгоды (снижение затрат на ПРС), так и косвенные (дополнительные доходы от недопущенных потерь нефти):

**Табл. 8. Расчет экономической эффективности сценариев по увеличению МРП на основе прогнозного моделирования**

Показатели	Формула	Примечание
Эконом. эффект	1) $CF = C_{\text{ПРС}} + R_{\text{ПРС}} - C_{\text{н.т.}} - C_{\text{эксп}} - VC$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>CF</math> – свободный денежный поток, тыс. тг.;</li> <li>• <math>\Delta C_{\text{ПРС}}</math> – потенциал снижения расходов от сокращения ПРС, тыс. тг.;</li> <li>• <math>\Delta R_{\text{ПРС}}</math> – потенциал увеличения доходов от уменьшения простоев, тыс. тг.;</li> </ul>
	2) $C_{\text{н.т.}} = C_{\text{н.т.уд}} * n_{\text{опер}}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>C_{\text{н.т.}}</math> – стоимость внедрения технологии с учетом всех сопутствующих расходов на внедрение, тыс. тг.;</li> <li>• <math>C_{\text{эксп}}</math> – эксплуатационные расходы, возникающие после внедрения технологии, тыс. тг.;</li> <li>• <math>VC</math> – затраты на сбор и подготовку нефти (условно-переменные расходы), тыс. тг.;</li> </ul>
	3) $VC = VC_S * (L_{\text{н.баз}} - L_{\text{н.ожид}}) / 1000$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>C_{\text{н.т.уд}}</math> – удельные значения стоимости внедрения технологии, тыс. тг./скв.-опер.;</li> <li>• <math>n_{\text{опер}}</math> – количество проводимых скважинно-операций, ед.;</li> <li>• <math>VC_S</math> – удельные условно-переменные расходы, тг./т;</li> <li>• <math>L_{\text{н.баз}}</math> – потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт за базовый период, т;</li> <li>• <math>L_{\text{н.ожид}}</math> – ожидаемая потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт, т.</li> </ul>

При  $CF > 0$  эффект от внедрения техники и технологий по увеличению МРП положительный, при  $CF < 0$ , эффект отрицательный. Проведённый сравнительный анализ трёх вариантов реализации мероприятий показал:

- *Вариант 1 – экономически нецелесообразен.*

Несмотря на положительный технологический эффект (снижение ПРС и потеря нефти), высокие капитальные затраты не компенсируются экономическими выгодами. Возврат инвестиций не достигается в рамках расчетного периода.

- *Вариант 3 демонстрирует сбалансированный подход.*

Увеличение МРП с 78,9 до 197,1 суток позволяет снизить число ПРС с 1 114 до 514 ед./год, а потери нефти – с 32,6 до 14,1 тыс. тонн/год. Инвестиции – 7,2 млрд тенге, окупаемость – со второго года. Совокупный экономический эффект:

- по сценарию min – 3,3 млрд тенге;
- по сценарию max – 2,9 млрд тенге.

- *Вариант 2 признан наиболее целесообразным по результатам анализа, и предполагает:*

- Замену 271 УШГН на УЭЦН и внедрение НКТ с защитным покрытием;
- Увеличение среднего МРП с 78,9 до 183,3 суток (рост в 2,3 раза);
- Снижение ПРС с 1 114 до 547 ед./год, что даёт экономию 3,6 млрд тенге/год;
- Сокращение потерь нефти с 32,6 до 15,7 тыс. т/год (+16,9 тыс. т), что даёт дополнительную выручку 1,6 млрд тенге/год;
- Инвестиции – 6,4 млрд тенге, точка безубыточности – со второго года;
- Совокупный годовой эффект: по сценарию min. – 3,5 млрд тенге, по сценарию max. – 3,9 млрд тенге.



Таким образом, вариант 2 (табл. 9) является наиболее эффективным с точки зрения соотношения затрат и создаваемой стоимости, несмотря на высокую капиталоемкость, обеспечивает устойчивое снижение операционных рисков, связанных с частыми ремонтами и простоями оборудования и был рекомендован в качестве пилотного проекта с возможностью масштабирования в будущем.

### **Комплекс предложений и рекомендаций по повышению МРП и надежности оборудования**

Осложнения эксплуатации скважин требуют системного подхода. Основными проблемами, влияющими на снижение МРП и частоту отказов в ЦДНГ-9, являются:

- отложения АСПО и солей;
- коррозия оборудования;
- образование агрессивных эмульсий;
- наличие механических примесей;
- недостатки конструкции и низкое качество спускаемого ГНО, включая несоответствие механических характеристик и разнородность применяемых компонентов.

Для их минимизации требуется внедрение технических, химических и организационных мер, а также развитие системы управления техническим состоянием фонда скважин, в том числе.

По результатам проведенных комплексных исследований междисциплинарная команда выработала ряд предложений, необходимых для реализации поставленных задач по увеличению МРП в ЦДНГ-9:

- организация лаборатории инженерного мониторинга осложнений с функцией оценки коррозионной активности среды, интенсивности отложений и др.;
- внедрение супервайзинга подземного ремонта скважин и комиссионного разбора причин отказа ГНО;
- строгое соблюдение технологических регламентов (глушение, промывка забоя, термическая обработка горячей нефтью и водой подземного ремонта, промывка забоя);
- своевременное выполнение профилактических и реанимационных работ на скважине;
- внедрение системы мотивации персонала (материальной и нематериальной) за достижение/превышение целевых показателей МРП;
- развитие и автоматизация учёта и анализа причин отказов;
- применение износостойкого оборудования, например, футерованные НКТ, НКТ с защитным полимерным покрытием;
- внедрение защитных фильтров (пружинных, гравийных и др.);
- применение насосных штанг с центраторами и штанговращателей для равномерного износа и защиты от протирания НКТ;
- реализация масштабной ингибиторной защиты от коррозии и солеотложений;
- обеспечение подтверждённого забоя и очистки ствола скважины от загрязнений;
- проведение качественной диагностики и отбраковки насосного оборудования;
- развитие и автоматизация учёта и анализа причин отказов;

- при значительном росте МРП – разработка мер по повышению энергоэффективности и устранению потерь в системе;
- поиск и внедрение лучших мировых практик в области повышения надёжности оборудования и увеличения МРП.

### **Итоги реализации пилотного проекта**

Снижение межремонтного периода и частоты отказов оборудования в ЦДНГ-9 обусловлено совокупностью технологических и эксплуатационных осложнений. К числу основных факторов, негативно влияющих на надёжность и стабильность работы фонда скважин, относятся: отложения АСПО и солей, коррозия элементов оборудования, образование агрессивных эмульсий, наличие механических примесей, а также несоответствие конструкции и качества спускаемого оборудования фактическим условиям эксплуатации.

Для преодоления указанных осложнений и обеспечения устойчивой работы фонда скважин, междисциплинарная команда с сентября 2023 г. приступила к фактической реализации разработанных мероприятий пилотного проекта в ЦДНГ-9.

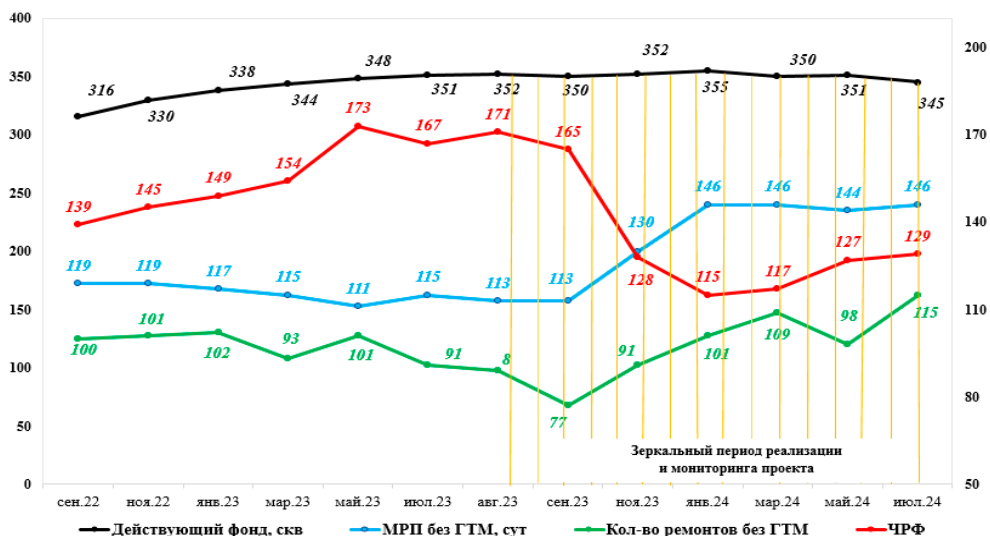
Ключевые меры включали:

- внедрение цифровых подходов к подбору и оптимизации конструкции ГНО (включая ИС АВАИ);
- усиление мониторинга и аналитики отказов оборудования;
- применение износостойких НКТ и штанг с защитными элементами;
- запуск системы супервайзинга;
- организация работ по проведению ежемесячных постояннодействующих комиссий по разбору и выявлению причин отказов ГНО и повторных ПРС;
- усиление роли и ответственности персонала за соблюдение технологической дисциплины;
- проведение профилактических и разъяснительных работ с персоналом ЦДНГ-9;
- масштабная реализация антикоррозионной и антисолевой защиты оборудования;
- инвентаризация и анализ оборотного фонда ГНО, внедрение входного контроля;
- промышленное применение новых технологий, подтвердивших свою адаптированность и успешность в условиях месторождений ОМГ.

На рис. 3 представлена динамика производственных показателей в ЦДНГ-9 в течение скользящего года реализации пилотного проекта по МРП. В частности, отражены изменения в числе действующего фонда скважин, количестве ремонтов с ГТМ и без них, а также параметры МРП и ЧРФ.

Табл. 9. Результаты расчетов экономической эффективности от увеличения МРП по варианту 2

Фонд скважин	ед.	Базовый вариант (текущий)				Прогноз								
						1-й год			2-й год			3-й год		
		УШГН	УЭЦН	Всего	УШГН	УЭЦН	Всего	УШГН	УЭЦН	Всего	УШГН	УЭЦН	Всего	УЭЦН
		271	5	276	271	5	276	271	5	276	271	5	276	276
Технологические показатели														
Qн	т/сут	5,9	3,2		5,8	2,6		5,8	2,6		5,8	2,6		
Количество ПРС	рем.	1 102	12	1 114	542	5	547	542	5	547	542	5	547	547
Простой на 1 ремонт	сут/скв	5	5		5	5		5	5		5	5		
Потеря добычи из-за простоев на ремонт	т	32 396	195	32 591	15 671	64	15 735	15 671	64	15 735	15 671	64	15 735	15 735
Экономические показатели														
Стоимость ПРС	млн. тт /1 ПРС	6,3	6,3		6,3	6,3		6,3	6,3		6,3	6,3		
Расходы на ПРС	млн. тт	6 952	76	7 028	3 419	32	3 451	3 419	32	3 451	3 419	32	3 451	3 451
Экономия расходов на ПРС	млн. тт				3 533	44	3 577	3 533	44	3 577	3 533	44	3 577	3 577
Потеря добычи из-за простоев на ремонт	млн. тт	3 147	19	3 166	1 522	6	1 528	1 609	7	1 615	1 652	7	1 659	1 659
Доп. доход от сокращения потерь добычи	млн. тт				1 625	13	1 637	1 538	12	1 550	1 495	12	1 507	1 507
Расходы на оборудование (мин)	млн. тт				6 145	230	6 375	1 047	166	1 212	1 047	166	1 212	1 212
Экономический эффект	млн. тт						-1 161			3 915			3 872	3 872
Расходы нна оборудование (макс)	млн. тт				7 203	251	7 454	1 387	185	1 573	1 387	185	1 573	1 573
Экономический эффект	млн. тт						-2 240			3 555			3 511	3 511



**Рис. 3. Динамика изменений показателей МРП, ЧРФ и количество ремонтов**

Результаты пилотного проекта, отражённые на рис. 3, демонстрируют положительное влияние комплекса внедрённых мероприятий на техническое состояние фонда скважин и показатели межремонтного периода:

- с момента начала реализации проекта в сентябре 2023 года наблюдается значительное увеличение МРП: с 113 суток (август 2023 г.) до 146 суток (январь – июль 2024 г.), что составляет рост на 29%, это свидетельствует об улучшении надёжности оборудования и эффективности эксплуатационных мероприятий;
- показатель ЧРФ, напротив, снизился с 165–173 (весна – лето 2023 г.) до 115–129 (январь – июль 2024 г.), что указывает на снижение аварийности и стабилизацию работы фонда скважин;
- количество ремонтов без проведения ГТМ уменьшилось с 101 единицы (май 2023 г.) до 77 (сентябрь 2023 г.), а затем стабилизировалось на уровне 91–115 единиц. Это свидетельствует о переходе от частых восстановительных ремонтов к более обоснованной и профилактической стратегии обслуживания;
- общий действующий фонд скважин увеличился с 316 ед. (сентябрь 2022 г.) до 355 ед. (январь 2024 г.), что подтверждает включение в эксплуатацию ранее простаивающих нерентабельных или проблемных скважин, в том числе за счёт применения методов реанимации и оптимизации ГНО.

Эти результаты подтверждают высокую эффективность комплексного и междисциплинарного подхода к повышению надёжности оборудования, а также создают основу для масштабирования проекта на другие производственные площадки АО «Озенмунайгаз» и дочерние общества НК «КазМунайГаз».

## **Выводы**

Внедрение комплекса организационно-технических и цифровых мероприятий в рамках пилотного проекта позволило достичь устойчивых положительных изменений в основных эксплуатационных показателях.

Достигнутый рост МРП, снижение ЧРФ и стабилизация ремонтной активности подтверждают эффективность системного подхода к управлению фондом скважин и оправданность масштабирования проекта на другие ЦДНГ АО «ОМГ».

## **Список использованной литературы**

1. Методика расчета межремонтного периода работы фонда скважин и наработки на отказ скважинного оборудования группы компаний АО НК «КазМунайГаз». – Астана, 2017г.
2. Расчет экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП (сокращению количества ПРС) с сохранением фактического уровня добычи. Методические указания. – Нур-Султан, ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз», 2016.
3. Хайретдинов Р.Г., Дабисов Г.Е., Ишангалиев С.В. Экономическая эффективность от увеличения межремонтного периода эксплуатации нефтедобывающих скважин. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2022, т. 4, №1, с. 114-126. DOI: 10.54859/kjogi100351.

## **«ӨЗЕНМҰНАЙГАЗ» АҚ № 9 ЦДНГ ҰҢҒЫМАЛАРЫНЫҢ ЖӨНДЕУ АРАЛЫҚ КЕЗЕҢІН ҰЛҒАЙТУ ТӘЖІРИБЕСІН ЖИНАҚТАУ**

**Р.Р. Шарипкулов, О.К. Ибагаров**

*Есейген кенорындарында мұнай ұңғыларының дебитінің төмендеуі, өндірістің рентабельділігін арттыру мәселесі ерекше өзекті мәселе болады. Негізгі шешімдердің бірі ұңғылардың жөндеу аралық кезеңін (АЕК) ұлғайту болып табылады, өйткені бұл жерасты жөндеу шығындарын едәуір азайтуға, тоқтап тұрған қорды азайтуға және өндірістің жалпы тиімділігін арттыруға мүмкіндік береді.*

*«Өзенмұнайгаз» АҚ 9-шы МГӨЦ-да іске асырылған пилоттық жоба шеңберінде сорғы жабдығының істен шығу себептерін анықтау және жою, ұңғымалардың жұмыс режимін оңтайландыру және АВАІ ақпараттық жүйесін қоса цифрлық құралдарды енгізу бойынша ауқымды талдамалық және техникалық жұмыс жүргізілді.*

*Мақалада жобаны іске асыру әдістемесі, алынған нәтижелер және ұсынылған іс-шаралардың техникалық-экономикалық тиімділігі көрсетілген.*

**Түйінді сөздер:** пилоттық жоба, жөндеу аралық кезең, тереңдік-сорғы жабдығы, цифрландыру, ұңғылардың жиі жөнделетін қоры.

### **Информация об авторах**

**Шарипкулов Ренат Равильевич** – эксперт управления технологии добычи нефти и газа, *R.Sharipkulov@kmge.kz*;

**Ибагаров Орунбасар Канатбаевич** – эксперт управления технологии транспортировки и подготовки нефти, газа и воды, *O.Ibagarov@kmge.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан



# **ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ**

# СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ УСЛОВИЙ ВЫПАДЕНИЯ ПАРАФИНА В НЕФТИ

О.Б. Саенко, Е.О. Аяпбергенов, Б.С. Серкебаева, А.М. Елеференко,  
С.Е. Абдыкалыков, В.В. Сабалдаш, Ж.У. Уалиханова, А.С. Нурбаев

*В настоящей работе рассмотрены современные подходы к определению условий начала выпадения парафинов в нефти, что является актуальной задачей при эксплуатации месторождений с высокопарафинистыми нефтями. Основное внимание уделено определению температуры начала кристаллизации парафинов с использованием известных аналитических методов.*

*Целью работы является исследование условий выпадения парафинов в нефти с применением известных современных аналитических методов на оборудовании, которым оснащен Центр лабораторных исследований КазНИ-ПИМУнайгаз. Особое внимание уделено определению температуры начала кристаллизации и накопления парафинов с учётом группового углеводородного состава нефти.*

*В качестве объектов исследования использованы три образца казахстанских нефтей, различающихся по плотности и содержанию парафиновых углеводородов. Комплексные экспериментальные исследования проведены с применением вискозиметрического метода, акустической резонансной системы (ARS), а также автоматического реометра.*

*На основе анализа температурных зависимостей вязкости, касательного напряжения сдвига и акустических сигналов определены температуры начала фазовых переходов, характеризующих кристаллизацию парафинов. Установлено, что применяемые методы обладают высокой чувствительностью к изменениям физико-химического состояния исследуемых нефтей, что позволяет достоверно определить температурные границы начала выпадения твердой фазы.*

*Выбор метода и определения условий выпадения парафина в нефти определяется характером поставленных задач. Для оперативного прогнозирования осложнений достаточно анализа температурной зависимости вязкости по ГОСТ 31391-2020, что доступно большинству лабораторий. Более детальное изучение, учитывающее обводнённость и давление, требует применения автоматического вискозиметра, а при моделировании пластовых условий – акустического резонансного сенсора. Полученные результаты могут быть использованы для прогнозирования условий образования асфальтосмолопарафиновых отложений и разработки мер по их предотвращению в процессе добыче и транспортировки нефти.*

**Ключевые слова:** парафинистые нефти, температура начала кристаллизации парафина, температура застывания, акустическая резонансная система, зависимости вязкости.

## **Введение**

Развитие нефтедобычи на современном этапе сопровождается увеличением количества осложняющих факторов, среди которых одно из ключевых мест занимает образование асфальтосмолопарафиновых отложений (далее – АСПО) на поверхностях нефтепромыслового оборудования. Указанная проблема ха-

рактерна для многих месторождений и особенно актуальна для месторождений с высокопарафинистыми нефтями [1].

Процессы добычи, сбора и подготовки нефти неизбежно связаны с проблемами, вызванными накоплением АСПО. Высокая скорость их образования приводит к снижению межремонтного периода работы скважин, росту потерь нефти и энергозатрат, увеличению аварийности на объектах, а также способствует загрязнению территории промыслов.

Кристаллизация парафина и образование парафиновых отложений представляют собой одну из наиболее распространенных проблем, возникающих при добыче и транспортировке нефти. При подъеме нефти от забоя до устья скважины и далее, при движении по системе внутрпромыслового сбора происходит закономерное снижение температуры потока, что усугубляется процессом разгазирования [2].

Согласно [3], парафины могут выделяться из нефти в виде кристаллов, если ее температура опустится ниже определенного порога – температуры начала кристаллизации парафинов (далее – ТНКП). При снижении температуры добываемой жидкости ниже ТНКП в процессе изобарического охлаждения парафин начинает выкристаллизовываться из нефти с образованием двухфазной системы (нефть + твердая фаза), то есть появляются первые кристаллы парафина [4].

Температура фазовых превращений, включая кристаллизацию и плавление, является одной из важнейших теплофизических характеристик нефтяных парафинов. Как установлено в исследованиях [5], в процессе кристаллизации парафины могут существовать в двух аллотропных формах, переход между которыми сопровождается изменением физических свойств.

Первая аллотропная форма наблюдается в узком диапазоне температур (3...12°C) между температурой начала кристаллизации (далее – ТНК) и более низкой температурой перехода во вторую форму. Для нее характерны пластичность и склонность частиц слипаться при сжатии. При дальнейшем снижении температуры формируется вторая аллотропная форма, отличающаяся твердостью и хрупкостью. Такие переходы могут приводить к значительным изменениям свойств жидкого углеводородного сырья: от появления гелеподобной структуры до полного затвердевания, что практически исключает его текучесть.

Определение ТНК представляет собой сложную задачу. Это связано с тем, что традиционные методы регистрации температурных изменений фиксируют уже развитую стадию кристаллизации, когда нефть насыщается кристаллами парафина, а не сам момент начала фазового перехода.

В настоящее время известны и применяются следующие методы для определения ТНКП нефти: вискозиметрический, основанный на изменении вязкости при фазовом переходе; дифференциальная сканирующая калориметрия (ДСК), которая регистрирует тепловые эффекты при изменении фазового состояния; дифференциальный термический анализ (ДТА) – анализирует температурные различия между образцом и эталоном; поляризационная микроскопия, которая позволяет визуально наблюдать процесс кристаллизации, акустически-резонансный метод, регистрирующий изменение акустического сигнала, связанное с образованием твердой фазы; ротационно-вискозиметрический метод, основанный на фиксировании сопротивления вращающегося ротора, проявляющегося на пике касательного напряжения. Каждый из представленных методов имеют свои преимущества и недостатки.

Работа направлена на исследование условий выпадения парафинов в нефти с применением известных современных аналитических методов на оборудовании, которым оснащен Центр лабораторных исследований КазНИПИМунайгаз. Особое внимание уделено определению температуры начала кристаллизации и накопления парафинов с учётом группового углеводородного состава нефти.

### Материалы и методы исследования

В качестве объекта исследования выбраны образцы нефтей Казахстана, физико-химические свойства которых представлены в табл. 1.

**Табл. 1. Основные физико-химические свойства исследуемых нефтей**

№	Наименование параметра	Результаты			Нормативный документ
		№1	№2	№3	
1	Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup>	0,8842	0,8545	0,8065	СТ РК ASTM D 7042-2015
2	Температура, °C –застывания –потери текучести	10 13	минус 3 0	+21 +24	ГОСТ 20287-91
3	Содержание, % масс: –парафинов –смола –асфальтенов	10,6 11,7 1,2	7,3 13,2 1,6	11,9 5,8 0,1	ГОСТ 11851-2018

Согласно требованиям ГОСТ 51858-2002 [6], исследуемые нефти классифицируются следующим образом: по плотности образец №1 относится к тяжелым нефтям, №2 – к средним и №3 – к особо легким. По содержанию парафинов исследуемые нефти относятся к парафинистым.

Для определения ТНКП нефти были проведены сравнительные исследования с использованием различных методов, основанных на современном лабораторном оборудовании:

1. Построение графических зависимостей на основе данных кинематической вязкости, определенной в соответствии с ГОСТ 31391-2020 [7]. Методика предусматривает определение кинематической вязкости жидких нефтепродуктов (прозрачных и непрозрачных), путем измерения времени истечения определенного объема исследуемой жидкости под действием силы тяжести через калиброванный стеклянный капиллярный вискозиметр. По результатам измерений строится график зависимости вязкости от температуры. Точка перегиба на данной кривой интерпретируется как ТНКП.

2. Для выявления начала образования твердой фазы, преимущественно парафинов, были проведены исследования с использованием высокочувствительного прибора «ARS–акустическая резонансная система» (модель SPR-105), представляющего собой опционный модуль системы PVT ChandlerEngineering модели 3000 [8].

Данный модуль использует акустический резонансный сенсор для регистрации появления твердой фазы (асфальтенов, парафинов, церезинов) в дегазированных нефтях и пластовых флюидах (нефть, газ, конденсат и т.д.). Методика включает поэтапное изменение температуры при постоянном давлении: сначала

температура повышается выше температуры плавления церезинов ( $\sim 80\div 90\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), затем плавно снижается до температуры застывания исследуемых флюидов. Поддержание постоянного давления обеспечивается регулированием объема насосной ячейки. Во время эксперимента модуль «ARS» передает короткий акустический импульс от передающего датчика, расположенного на одном конце сенсорной ячейки, через исследуемый флюид. Импульс принимается вторичным датчиком на противоположном конце, после чего панели системы передают в компьютер первичную форму сигнала, уровень его амплитуды и транзитное время прохождения.

В процессе измерений строятся графики, отображающие длины волн и время прохождения акустического сигнала в зависимости от относительного времени или других параметров. Появление твердой фазы фиксируется по изменению формы сигнала: на графике это проявляется в виде резких изгибов кривой, скачков или изменений амплитуды акустической волны, что свидетельствует о фазовых преобразованиях в системе.

3. Для определения ТНКП использовался автоматический вискозиметр модели MCR 702 производства Anton Paar. Образец нефти помещался в измерительный цилиндр вискозиметра и нагревался до температуры  $80\text{--}90^{\circ}\text{C}$  при включенном вращении ротора. После достижения заданной температуры проба нефти выдерживалась в термостате в течение 10-20 минут. Затем осуществлялось постепенное охлаждение пробы со скоростью  $1\text{--}2^{\circ}\text{C}$  в минуту. В процессе охлаждения ротор продолжал вращаться, а прибор непрерывно регистрировал касательное напряжение сдвига. С использованием программного обеспечения RHEOPLUS получен график зависимости касательного напряжения сдвига от температуры, указывающего на начало образования твердой фазы парафинов [9].

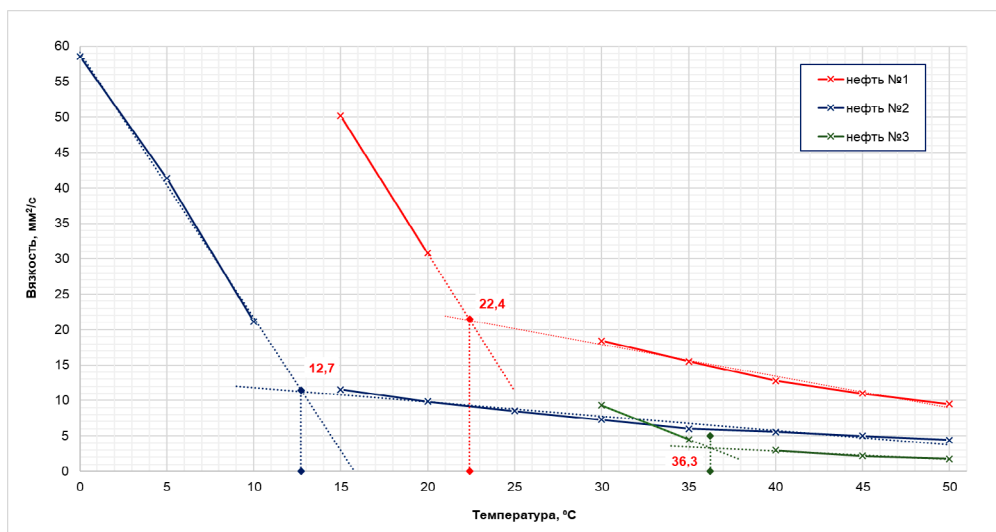
### Обсуждение результатов

Обобщенные результаты измерения вязкости исследуемых проб нефти представлены в табл. 2.

**Табл. 2. Результаты измерения кинематической вязкости образцов нефти**

Наименование показателя	Наименование пробы		
	№1	№2	№3
Вязкость ( $\text{мм}^2/\text{с}$ ) при температуре ( $^{\circ}\text{C}$ ):			
0	—	58,59	—
5	—	41,39	—
10	$T_{\text{заст}} = 10$	21,12	—
15	50,15	11,56	—
20	30,78	9,85	$T_{\text{заст}} = 21$
30	18,43	7,28	9,28
40	12,78	5,57	2,95
50	9,47	4,44	1,77

По полученным результатам проб нефти построены графические зависимости вязкости от температуры (рис. 1).



**Рис. 1. График зависимости вязкости нефти от температуры**

Как следует из представленного графика, вязкость исследуемых нефтей закономерно снижается с повышением температуры. Зависимость вязкости от температуры условно можно разделить на два характерных участка: в области низких температур наблюдается существенный рост вязкости при понижении температуры. С повышением температуры изменение вязкости менее выражено. Характерную точку перегиба на кривой вязкости можно принять за ТНКП.

Согласно данным, представленным на рис. 1, значение ТНКП составляет: для пробы нефти №1 – 22,4°C; для нефти №2 – 12,7°C; для нефти №3 – 36,3°C. Таким образом, проба нефти №3 характеризуется высокими значениями ТНКП, температуры застывания и вязкости.

Модуль «ARS» представляет собой компактную измерительную ячейку малого объема, встроенную в линию системы PVT 3000 между насосной и вспомогательной ячейками. Данный модуль оснащен акустическим резонансным сенсором, предназначенным для обнаружения образования (наслоения, флуккулации, выпадения, формирования) твердой фазы, в частности парафинов, как в дегазированных нефтях, так и в пластовых флюидах (газонасыщенных нефтях). Испытания проводятся при постоянном поддержании давления. Вначале температура системы повышается до значений, превышающих температуру плавления парафинов, затем осуществляется их постепенное снижение до температуры застывания флюидов. Методика применения модуля подробно описана в работе [8].

В ходе исследования образцов нефти №1, №2 и №3 определена температура плавления парафина, которая для этих образцов составила 61°C, 62°C и 60°C соответственно. Следует отметить, что нижняя граница температурных измерений ограничена конфигурацией установки и составляет 7°C. Исследования проводились на пробах нефти с положительной температурой застывания. Для верификации работоспособности оборудования перед началом экспериментов был проведен тест на образце технического парафина с известной температурой кристаллизации.



В ходе эксперимента проба нефти была разогрета до 65°C для полного растворения парафиновых соединений и выдержана при данной температуре не менее 1 часа. Далее осуществлялось постепенное снижение температуры с регистрацией акустического сигнала. На основе полученных данных построены графические зависимости, на которых наблюдаются характерные колебания и изгибы формы импульсного сигнала, свидетельствующие об изменении фазового состояния исследуемых нефтяных проб. В результате проведенных исследований с использованием модуля ARS была установлена ТНКП, а также определена температура застывания для исследуемых проб нефти (рис. 2 и 3).

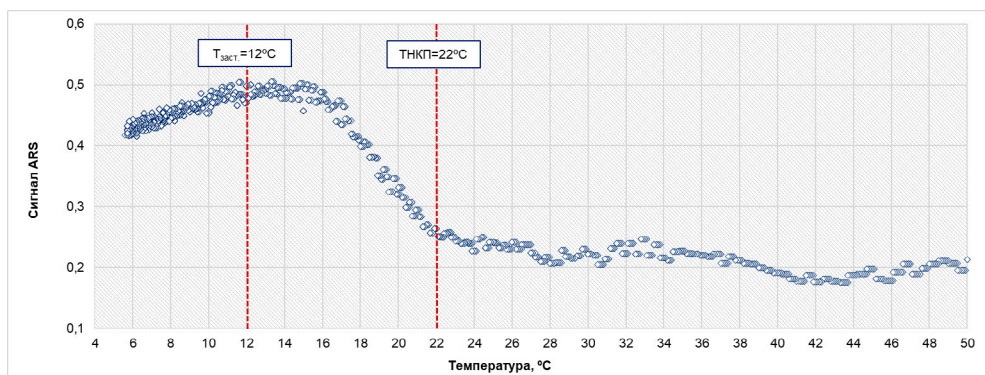


Рис. 2. Результаты определения ТНКП с помощью модуля «ARS». Проба нефти №1

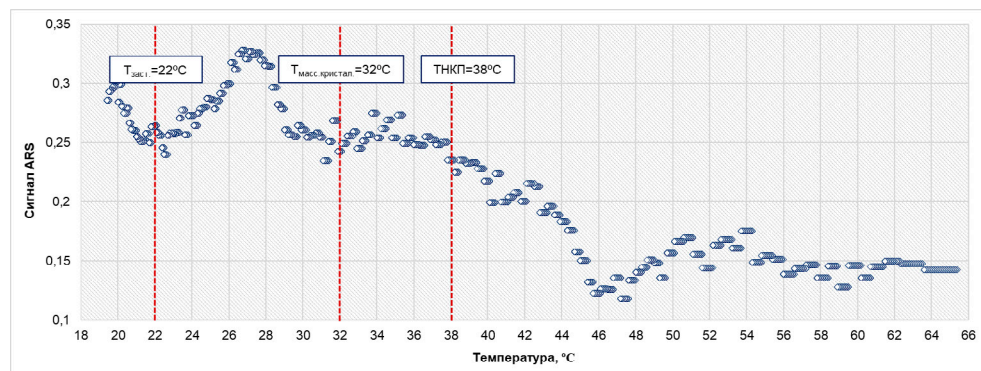


Рис. 3. Результаты определения ТНКП с помощью модуля «ARS». Проба нефти №3

При снижении температуры ниже 22°C для пробы нефти №1 и ниже 38°C для №3 на графиках наблюдается характерный изгиб кривой с последующим переходом на пик, что интерпретируется как начало формирования отдельных кристаллов парафина либо локальных зон зарождения твердой фазы. Дальнейшее понижение температуры способствует формированию устойчивой кристаллической структуры в исследуемых образцах нефти. Затухание акустического сигнала, зарегистрированного после достижения его максимальной амплитуды, соответствует температуре полного застывания нефти: 12°C для пробы нефти №1 и 22°C – для пробы №3.

Метод определения ТНКП с применением ротационного вискозиметра описан в работе [9]. Отмечается, что при термостатировании образца нефти после нагрева до температуры выше температуры плавления парафина (50-90°C) происходит разрушение надмолекулярных структур парафинов, что приводит к их переходу в жидкое состояние. В процессе последующего плавного охлаждения с постоянной скоростью при достижении ТНКП фиксируется повышение сопротивления вращающего ротора, проявляющееся в виде резкого скачка касательного напряжения. При продолжении эксперимента структуры кристаллизованных парафинов разрушаются на мелкие фрагменты, практически не влияющие на вязкость, и показания прибора стабилизируются. Последующий второй скачкообразный рост касательного напряжения сдвига указывает на массовую кристаллизацию парафинов, т.е. на температуру застывания.

Результаты серий испытаний представлены на рис. 4-6.

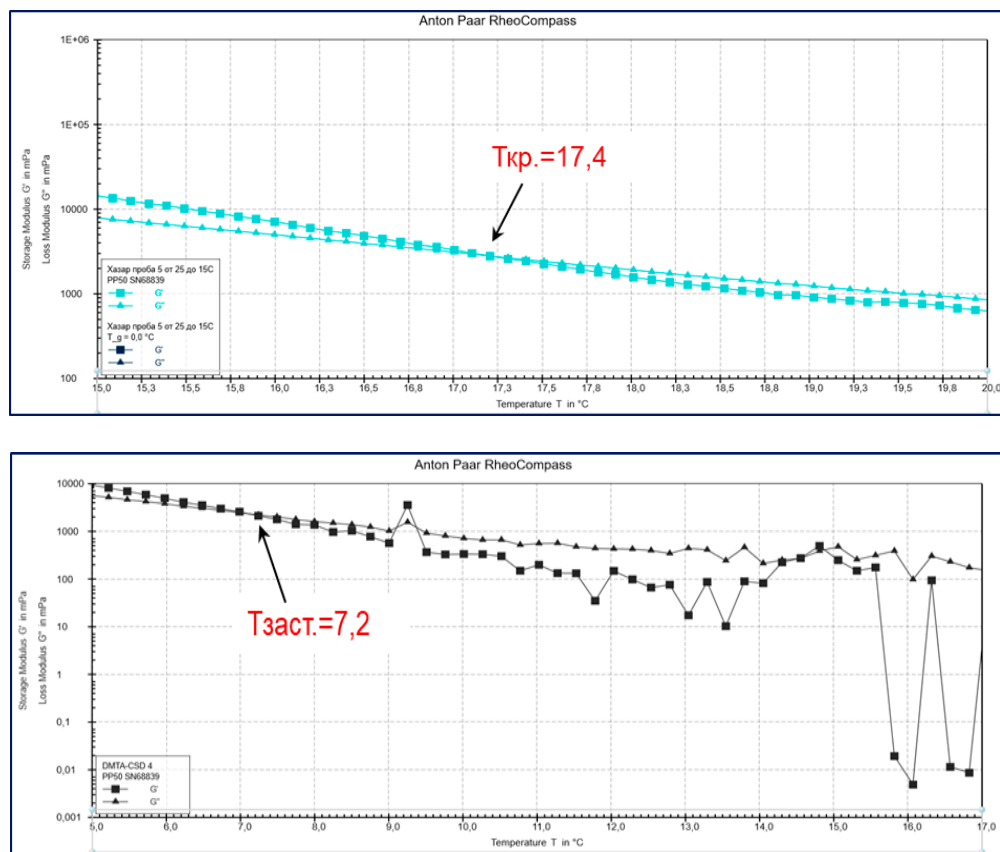


Рис. 4. Результаты определения ТНКП образца нефти №1 с помощью реометра

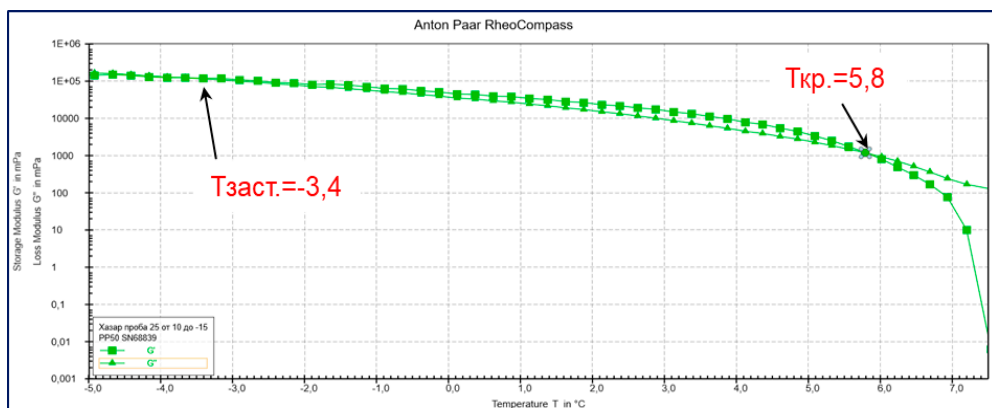


Рис. 5. Результаты определения ТНКП образца нефти №2 с помощью реометра

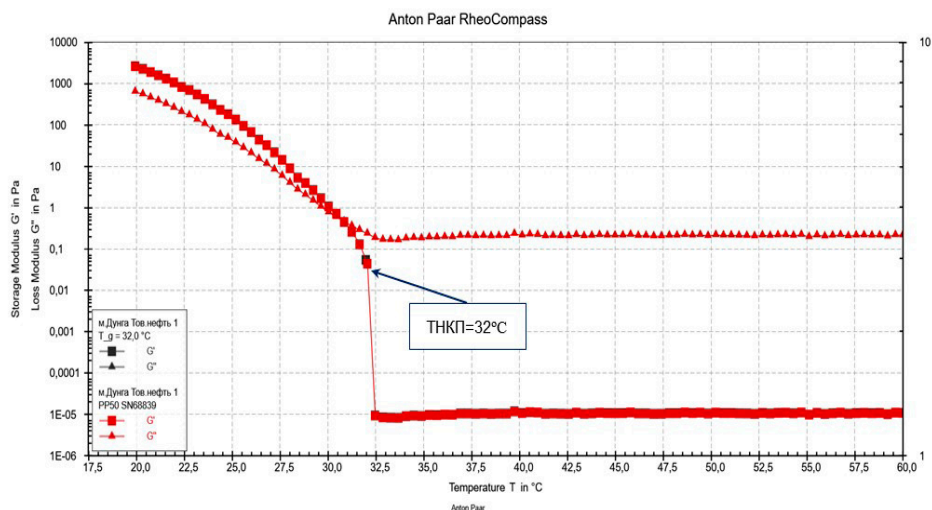


Рис. 6. Результаты определения ТНКП образца нефти №3 с помощью реометра

Эксперименты с образцами нефти проводились с предварительным нагревом до температуры  $65^{\circ}\text{C}$ , после чего пробы выдерживались в термостате в течение 1 часа. Охлаждение осуществлялось медленно, с соблюдением температурного градиента, что обеспечивало детальную фиксацию фазовых переходов. Общая продолжительность эксперимента составляла около 7 часов.

Таким образом: первый резкий скачок значений прибора соответствует образованию первых кристаллов парафина, то есть ТНКП; второй скачок значений сигнализирует о выпадении большей части кристаллов парафина, что соответствует температуре массовой кристаллизации.

В ходе эксперимента на реометре были установлены следующие значения ТНКП: для образца нефти №1– $17,4^{\circ}\text{C}$ , для образца №2– $5,8^{\circ}\text{C}$ , для образца №3– $32^{\circ}\text{C}$ .

На основании полученных результатов были определены характерные температуры фазовых переходов исследуемых образцов нефти. Комплексные ла-

бораторные исследования, выполненные с применением различных методик, позволили проследить динамику процессов кристаллизации парафинов в нефти. Сводные данные представлены в табл. 3.

**Табл. 3. Обобщенные результаты лабораторных исследований**

Наименование параметра	Образец нефти			Методы испытания
	№1	№2	№3	
Содержание парафина, %	10,6	7,3	11,9	ГОСТ 11851-2018
Температура застывания, °C	10	минус 3	+21	ГОСТ 20287-91
	7,2	минус 3,4	–	реометр
	12	–	22	ARS
Температура начала кристаллизации, °C	17,4	5,8	32	реометр
	22	–	38	ARS
	22,4	12,7	36,3	по кривой вязкости

Результаты исследования ТНКП, полученные по данным кривой зависимости вязкости от температуры и с использованием акустического резонансного модуля ARS, демонстрируют сопоставимые значения, что подтверждает достоверность проведенных измерений. При этом значения, определённые с помощью реометра, оказались несколько ниже. Такое расхождение может быть обусловлено различиями в чувствительности методов, а также особенностями физико-химического состояния парафиновых структур в момент начала их агрегации.

Выбор того или иного метода для определения условий выпадения парафина в нефти осуществляется, исходя из характера поставленной задачи. Для оперативного прогнозирования возможных осложнений на месторождении достаточно опираться на результаты изучения зависимости вязкости от температуры в широком диапазоне значений температур шагом 5°C в области низких значений, выполненные по ГОСТ 31391-2020. Данный метод доступен для выполнения в большинстве аналитических лабораторий.

Более глубокое изучение условий выпадения парафина с учетом обводненности продукции, рабочего давления в системе требует применения более сложного оснащения, такого как автоматический вискозиметр. Для изучения условий выпадения парафина в пластовых условиях с учетом газосодержания применим акустический резонансный сенсор.

Таким образом, полученные результаты лабораторных исследований имеют практическое значение для формирования базы данных для прогнозирования возможных осложнений при добыче, транспортировке и хранении нефти, а также для разработки эффективных методов предотвращения и контроля парафиноотложений в нефтедобыче.

### **Список использованной литературы**

1. Серкебаева Б.С., Аяпбергенов Е.О. Кинетика образования асфальтосмолопарафиновых отложений. – Нефть и газ, 2014, №6(84), с. 85-91.

2. Аяпбергенов Е.О. Исследование ингибиторов солеотложения и асфальтосмолопарафиновых отложений для месторождения Узень. – Материалы Международной научно-практической конференции «Инновационное развитие нефтегазового комплекса Казахстана», Актау, 2013, т. 2, с. 316-322.
3. Маркин А.Н., Суховерхов С.В. Исследование кинетики выделения парафинов из нефти. – Вестник ДВО РАН, 2011, №5, с. 66-71.
4. Миллер В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений из высокообводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии). – Дис. ... канд. хим. наук 02.00.13, М., РГУ им. И.М. Губкина, 2016, 196 с.
5. Кислицын А.А., Федорец А.А., Портягина Е.В., Кузнецов С.В., Поднебесных А.В. Экспериментальное и теоретическое исследование микрокристаллизации парафинов в нефть. – Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, 2015, №3 (3), т. 1, с. 14–23.
6. Аяпбергенов Е.О. Разработка эффективного композиционного состава для борьбы с осложнениями на месторождениях Магышлака. – Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Современные тенденции развития науки и техники в условиях глобальной конвергенции», Лондон, 2014, с. 85-91.
7. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Москва: Стандартинформ, 2000, 8 с.
8. ГОСТ 31391-2020. Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Метод определения кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. – Минск, Евразийский совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2009, 21 с.
9. Елеференко А.М. К вопросу образования твердой фазы в пластовой нефти месторождения Узень. – Материалы Международной научно-практической конференции «Инновационное развитие нефтегазового комплекса Казахстана», Актау, 2013, т. 2, с. 305-310.
10. Михалев А.Ю., Михалев Ю.П., Агиней Р.В., Волков А.Н., Онацкий В.Л. Способ определения температуры кристаллизации парафинов в нефти. – Патент RU 2495408 С1. – РФ, ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий Газпром ВНИИГАЗ». заявл. 19.03.2012; опублик. 10.10.2013.

## **МҰНАЙ ҚҰРАМЫНДАҒЫ ПАРАФИНІҢ ТҮЗІЛУ ЖАҒДАЙЛАРЫН ЗЕРТТЕУДІҢ ЗАМАНАУИ ӘДІСТЕРІ**

**О.Б. Саенко, Е.О. Аяпбергенов, Б.С. Серкебаева, А.М. Елеференко,  
С.Е. Абдыкалыков, В.В. Сабалдаш, Ж.У. Уалиханова, А.С. Нурбаев**

*Бұл жұмыста жоғары парафинді мұнай кен орындарын игеру кезінде өзекті мәселелердің бірі болып табылатын мұнай құрамындағы парафиндердің түзіле басталу жағдайларын анықтауға арналған заманауи тәсілдер қара-*



стырылған. Негізгі назар парафиндердің кристалдана басталу температурасы (ПКБТ) мәнін анықтауға бағытталған.

«ҚазақмұнайгазФЗЖИ» зертханалық зерттеулер орталығы жабдықталған заманауи аналитикалық әдістерді қолдана отырып, мұнай құрамындағы парафиндердің түзілу жағдайларын зерттеу. Зерттеу аясында мұнай құрамындағы топтық көмірсутекті ескере отырып, парафиндердің кристалдану мен жинала басталу температураларын анықтауға ерекше назар аударылды.

Зерттеу нысандары ретінде парафинді көмірсутектерінің мөлшері мен тығыздығы әртүрлі үш қазақстандық мұнай үлгісі пайдаланылды. Кешенді эксперименттік зерттеулер вискозиметриялық әдіс, акустикалық резонанстық жүйесі (АРЖ), сондай-ақ автоматтандырылған реометрді қолдану арқылы жүргізілді.

Тұтқырлықтың, ығысу кернеуінің және акустикалық сигналдардың температуралық тәуелділіктерін талдау негізінде парафиндердің кристалдануын сипаттайтын фазалық ауысу басталу температуралары анықталды. Қолданылған әдістер зерттеліп жатқан мұнайлардың физика-химиялық күйінің өзгерістеріне жоғары сезімталдық көрсететіні анықталды, бұл қатты фазаның түзілу шекараларын дәл анықтауға мүмкіндік береді.

Мұнай құрамындағы парафиндердің түзілу жағдайларын анықтау әдісін таңдау қойылған міндеттердің сипатына байланысты. Күрделенулерді жедел болжау үшін көптеген зертханаларда қолжетімді MEMCT 31391-2020 бойынша тұтқырлықтың температуралық тәуелділігін талдау жеткілікті. Ал егжей-тегжейлі зерттеулер – су мөлшер мен қысымды ескеретін жағдайлар – автоматты вискозиметрді қолдануды қажет етеді, ал қабат жағдайларын модельдеу кезінде акустикалық резонанстық сенсор қолданылады. Алынған нәтижелер мұнай өндіру және тасымалдау кезінде асфальтенді-шайырлы-парафинді шөгінділерінің пайда болу жағдайларын болжауға әрі оларды алдын алу шараларын әзірлеуге мүмкіндік береді.

**Түйінді сөздер:** парафинді мұнайлар, парафиндердің кристалдана басталу температурасы, қату температурасы, акустикалық резонанстық жүйе, тұтқырлық тәуелділіктері.

### **Информация об авторах**

**Саенко Ольга Бертовна** – директор департамента лабораторных исследований, o.sayenko@kmge.kz

**Аяпбергенов Ерболат Озарбаевич** – руководитель службы анализа флюидов, e.ayapbergenov@kmge.kz.

**Серкебаева Базаргуль Серкебаевна** – заведующий лаборатории физико-химических исследований службы анализа флюидов, b.serkebayeva@kmge.kz.

**Елеференко Александр Михайлович** – заведующий лаборатории исследования нефти и нефтепродуктов службы анализа флюидов, a.eleferenko@kmge.kz

**Абдыкалыков Султангали Ергалиевич** – ведущий инженер лаборатории промышленной химии службы анализа флюидов, s.abdykalykov@kmge.kz

**Сабалдаш Валентина Валерьевна** – старший инженер лаборатории промышленной химии службы анализа флюидов, v.sabaldash@kmge.kz

**Уалиханова Жанар Уалихановна** – ведущий инженер лаборатории исследования нефти и нефтепродуктов службы анализа флюидов, zh.ualikhanova@kmge.kz



**Нурбаев Алтынбек Сергеевич** – старший инженер лаборатории исследования нефти и нефтепродуктов службы анализа флюидов, *al.nurbayev@kmge.kz*  
ТОО «КМГ Инжиниринг», «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

## **РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАХОРОНЕНИЯ CO<sub>2</sub>**

**Г.Ж. Бектас, К.М. Кунжарикова**

*Актуальность сокращения выбросов CO<sub>2</sub> обусловлена необходимостью смягчения последствий изменения климата, которые негативно сказываются на экосистемах и глобальной экономике. Рост концентрации углекислого газа в атмосфере способствует усилению парникового эффекта, что приводит к повышению глобальных температур, изменению погодных условий, повышению уровня моря и увеличению частоты экстремальных природных явлений. В ответ на эти вызовы мировое сообщество активно внедряет меры по сокращению выбросов CO<sub>2</sub>, включая переход на возобновляемые источники энергии, повышение энергоэффективности и развитие технологий улавливания и хранения CO<sub>2</sub> (CCS).*

*В данной работе отражен мировой опыт по улавливанию и хранению углекислого газа в пласт-коллектор с целью его длительного хранения. Авторами представлен обзор разработанной программы лабораторных исследований для улавливания и хранения CO<sub>2</sub>, изучены процессы, протекающие в пласте-коллекторе при хранении газообразного, сверхкритического и жидкого CO<sub>2</sub> в пористой среде. Результаты исследований позволили обосновать выбор путем численного моделирования лучшего агрегатного состояния CO<sub>2</sub> для его хранения.*

**Ключевые слова:** *эмиссия газа, углекислый газ, закачка, захоронение, нефтяной пласт, месторождение, смешивающееся вытеснение, поровое пространство.*

### **Основная часть**

Согласно проведённому анализу на данный момент существует 193 проекта в 20 странах как действующих, так и проектируемых, находящихся на стадии разработки [1]. При этом стоит отметить, что проекты подразделяются как по типу улавливания углекислого газа, так и по типу хранения (по захоронению углекислого газа в различных геологических структурах или его использованию для повышения флюидоотдачи).

Первым этапом при улавливании и хранении углерода (Carbon Capture and Storage, далее – CCS) является определение подходящих вмещающих горных пород. Потенциальные ловушки/коллекторы для геологического хранения CO<sub>2</sub> существуют по всему миру [2], и их ёмкости вполне достаточны для внесения значительного вклада в дело смягчения техногенного изменения климата.

## Коллектор

После помещения под землю в подходящую горную породу-коллектор,  $\text{CO}_2$  скапливается в порах между зернами и в трещинах, таким образом вытесняя и замещая любые находящиеся там флюиды, такие как газ, вода или нефть.

Потенциальный коллектор для хранения  $\text{CO}_2$  должен соответствовать многим критериям, основными из которых являются:

- значительная пористость, проницаемость горных пород и ёмкость хранилища;
- наличие перекрывающего непроницаемого слоя горной породы – так называемой «породы-покрышки» (например, глина, аргиллит, мергель, каменная соль), которая препятствует проникновению  $\text{CO}_2$  из недр;
- присутствие «улавливающих структур» – иными словами наличие функций, присущих куполообразной породе-покрышке, которая может контролировать степень миграции  $\text{CO}_2$  в формации хранения;
- залегание глубже, чем 800 метров, где давление и температуры высоки, чтобы хранить  $\text{CO}_2$  в уплотнённом жидком состоянии и тем самым максимально увеличивать хранящееся количество;
- отсутствие вод, предназначенных для технических, бальнеологических и питьевых целей. Определение состава физико-химической системы (далее – ФХС) вод.

После улавливания на промышленных объектах  $\text{CO}_2$  сжимают, транспортируют и затем закачивают в породу-коллектор через одну или несколько скважин. Вся цепочка должна быть оптимизирована для возможного хранения  $\text{CO}_2$  (несколько миллионов тонн в год) [3].



**Рис. 1. Схематическое изображение технологии улавливания, утилизации и захоронения углекислого газа (CCS)**

*Источник: VYGON Consulting*

Более реалистичные оценки ёмкости можно сделать в отдельных местах хранения путем детальных исследований. Мощность структуры непостоянна, и свойства коллектора могут меняться и на небольших отрезках [4]. Знания о размере, форме и геологических свойствах структур позволяют уменьшить неточности при вычислениях объема. Основанное на этих данных моделирование

может быть использовано для прогнозирования закачки  $\text{CO}_2$  и его движения внутри коллектора для того, чтобы оценить реалистичную ёмкость хранилища.

### **Сжатие**

$\text{CO}_2$  сжимается до состояния плотной жидкости, которая занимает значительно меньше места, чем газ. В результате отделения  $\text{CO}_2$  от газа на промышленном объекте, высококонцентрированный поток  $\text{CO}_2$  подвергают дегидратированию (обезвоживанию) и сжатию, способствуя более эффективной транспортировке и хранению. Дегидратация, необходимая во избежание коррозии оборудования и повреждений инфраструктуры, производится под большим давлением с образованием гидратов (кристаллов твердого льда, которые могут закупорить оборудование и трубы). Компрессия (сжатие) производится одновременно с дегидратацией, это многоступенчатый процесс: циклы сжатия, охлаждения и отделения воды повторяются. Давление, температура и содержание воды – все должно быть адаптировано и применимо к виду транспортировки и **требованиям к давлению в месте хранения**. Ключевыми факторами для разработки компрессированного оборудования являются скорость потока, давление всасывания и нагнетания, теплоемкость газа и производительность компрессора.

### **Транспортировка**

В настоящее время стальные трубопроводы являются наиболее распространенным средством безопасной и рентабельной транспортировки больших объемов газа на дальние расстояния. Трубопроводная транспортировка природного газа и нефти – это отработанная технология, используемая во всем мире, которая охватывает несколько миллионов километров действующих трубопроводов во всем мире. Ее основным преимуществом является то, что трубопроводы позволяют осуществлять непрерывную транспортировку без необходимости в дополнительном промежуточном хранении.

Второй вариант представляет собой транспортировку  $\text{CO}_2$  специальными судами, поскольку свойства сжиженного  $\text{CO}_2$  аналогичны свойствам сжиженного нефтяного газа (СНГ) [5]. В настоящее время в отрасли практикуется перевозка морем небольших объемов  $\text{CO}_2$  (<1500 кубических метров); технология может быть масштабирована до уровня более крупных перевозчиков, что увеличивает вероятность транспортировки больших объемов в будущем.

Для выбора целесообразных средств транспортировки и создания инфраструктуры заинтересованным сторонам необходимо учитывать количество  $\text{CO}_2$  и расстояние, которое необходимо преодолеть между местами улавливания и хранения  $\text{CO}_2$ .

### **Закачка**

$\text{CO}_2$  прибывает на участок хранения и под давлением закачивается в коллектор. Давление закачивания должно быть выше, чем давление в коллекторе, чтобы вытеснить из точки закачки  $\text{CO}_2$  находящиеся в коллекторе флюиды. Так как основной задачей является долгосрочное хранение/удерживание  $\text{CO}_2$ , то надо быть уверенным в гидравлической целостности геологической структуры.

Большие скорости закачки могут вызвать возрастание давления в точке закачивания, особенно в низкопроницаемых структурах. Как правило, давление

закачки не должно превышать давления разрыва горной породы, т.к. это может вызвать повреждения коллектора или перекрывающего слоя.

Геомеханический анализ и модели используются для определения максимального допустимого давления, которое позволит избежать трещиноватости формации. Химические процессы могут влиять на скорость, с которой  $\text{CO}_2$  можно закачивать в формацию. В зависимости от типа породы-коллектора, состава флюидов и условий в коллекторе (температура, давление, объем и т.д.) около скважин могут начаться процессы растворения и осаждения минералов. Это может привести к увеличению или уменьшению скоростей закачки. После того как  $\text{CO}_2$  закачан, часть его растворяется в соленой воде коллектора и pH понемногу понижается за счет растворения карбонатных минералов, имеющих во вмещающей породе [6]. Карбонаты первыми из минералов начинают растворяться, т.к. их скорость реакции очень высока и растворение начинается сразу же после начала закачки [7].

Процесс растворения может увеличить пористость горных пород и закачиваемость. Однако, после растворения карбонатные минералы могут осаждаться повторно и цементировать породу вокруг скважины. Высокие скорости потока могут быть использованы для ограничения уменьшения проницаемости вблизи скважины, тем самым вытесняя области геохимического равновесия осаждения дальше.

Высушивание – это другой феномен, вызванный закачкой. После окислительной фазы остаточная вода вокруг скважины, через которую производилось закачивание, растворяется в закачанном сухом газе, который, в свою очередь, концентрирует химические частицы в соляном растворе. Минералы (в виде солей) могут осаждаться, когда раствор достаточно сконцентрирован, таким образом уменьшая проницаемость вокруг скважины. Эти результаты закачиваемости зависят от сложных взаимодействующих процессов, которые происходят локально вокруг скважины, что также сильно зависит от времени и расстояния до скважины. Для оценки таких эффектов используется моделирование. Для предотвращения процессов, которые могут ограничить закачку желаемого количества  $\text{CO}_2$ , необходимо тщательно установить скорости закачиваемого потока.

### **Состав потока $\text{CO}_2$**

Состав и чистота потока  $\text{CO}_2$  являющиеся результатом процесса улавливания, оказывают значительное влияние на все последующие аспекты проекта хранения  $\text{CO}_2$ . Присутствие нескольких процентов других веществ, таких как  $\text{H}_2\text{O}$ , сероводород  $\text{H}_2\text{S}$ , окислы серы и азота ( $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$ ), азот  $\text{N}_2$  и кислород  $\text{O}_2$ , будет влиять на физические и химические свойства  $\text{CO}_2$  и скажется на его поведении и воздействиях. Поэтому присутствие подобных веществ должно быть тщательно учтено при проектировании этапов компрессии, транспортировки и закачки, а также при регулировании эксплуатационных условий оборудования [8].

Если геологическое хранение будет применяться, все перечисленные стадии должны быть спланированы для каждого отдельного проекта хранения. Ключевыми параметрами являются термодинамические свойства потока  $\text{CO}_2$ , скорость потока и условия в коллекторе и над ним.

## **Экспериментальная часть**

### ***Разработка программы лабораторных исследований для проектирования технологии захоронения CO<sub>2</sub>***

Технологии улавливания, транспортирования и хранения диоксида углерода являются ключевыми элементами в достижении цели по снижению выбросов парниковых газов в атмосферу.

На данный момент отсутствует формальная программа лабораторных исследований для улавливания и хранения CO<sub>2</sub>. Нами был проведен анализ и составлена программа соответствующих лабораторных исследований, которые рекомендуется учитывать при разработке технологий CCS (улавливание и хранение углекислого газа) CO<sub>2</sub>.

В результате анализа и обобщения мирового опыта по технологии CCS, была разработана программа лабораторных исследований. Программа включает перечень необходимых экспериментов, результаты которых, должны быть учтены при проведении опытно-промышленных испытаний технологии CCS.

Предлагаемая классификация PVT-исследований в свободном объеме:

- Стандартный PVT-анализ;
- Специальный PVT-анализ;
- Обеспечение потока.

**Стандартный анализ** – комплекс лабораторных исследований, направленных на исследование фазового поведения «жидкость – пар», объемного поведения, динамической вязкости, ФХС и компонентного состава пластовых флюидов.

**Специальный анализ** – исследования процессов взаимодействия пластового флюида с газообразными или жидкими реагентами, используемыми для повышения нефтеотдачи.

**Обеспечение потока** – комплекс лабораторных работ, направленных на решение проблем с осложнениями при добыче, хранении и транспортировке пластового флюида.

Реализация данного этапа позволяет повысить качество выполняемых исследований за счет расширения масштаба оценки технологии и повышения информативности выдаваемых результатов, а также дает возможность максимально оптимизировать схему лабораторных исследований с учетом понимания объема необходимых данных для создания моделей (рис. 1).

При планировании программы лабораторных исследований необходимо учитывать существующие неопределенности и связанные с ними риски. В рамках данной работы были разработаны и учтены риски, возникающие на этапах проектирования и проведения исследований. В табл. 1 представлен их краткий перечень, а также описание лабораторных экспериментов, направленных на минимизацию этих рисков.

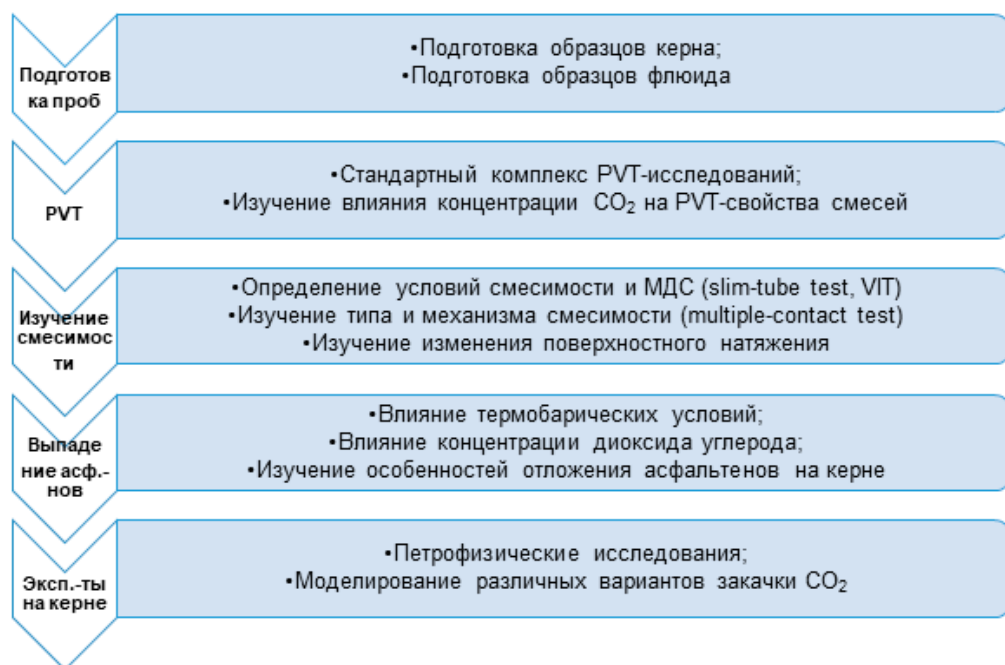


Рис. 2. Схема проведения исследования флюидов

Табл. 1. Лабораторная программа снятия рисков и неопределенностей

Неопределенность	Риск						Эксперименты
	Солеотложение	Гидратообразование	Рост удельного расхода газа	Снижение приемистости	Осложнения при АСПО	выпадение осадка/ влияние температуры	
Состав и свойства пластового флюида	+	+			+		Стандартный комплекс PVT-исследований
Условия совместимости вода – газ	+					+	Результаты лабораторных исследований по определению совместимости проб
Взаимодействия нефть – газ, газ – вода			+		+		Тест на набухаемость Multi-contact test
Условия выпадения АСПО				+	+		Исследование поведения АСПО

Таблицы, представленные в данной работе, составлены на основе тщательно собранных данных, необходимых для процессов улавливания, захоронения и моделирования углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ). Эти данные включают в себя результаты лабораторных исследований, моделирования фазовых превращений и параметров хранения, а также информацию, касающуюся геологических особенностей потенциальных мест захоронения (водоносные пласты, истощенные газовые и



нефтяные месторождения). Такой комплексный подход позволяет более точно учитывать все ключевые факторы и неопределенности, связанные с технологией CCS, и обеспечивает возможность проведения надежных расчетов для оптимизации процессов моделирования и длительного хранения CO<sub>2</sub>.

### Стандартные PVT анализы

Стандартный набор лабораторных исследований включает в себя определение термобарических условий (табл. 2), компонентный состав и свойства пластовой (табл. 3, 4) и дегазированной нефти (табл. 5), компонентный состав и свойства газа (входной компонент) (табл. 6) и исследование состава подземных вод отложений, потенциально предназначенных для захоронения CO<sub>2</sub> (табл. 7).

**Табл. 2. Термобарические условия горизонта/объекта**

Месторождение	Горизонт объект	Интервал перфорации, м	Нач. пластовое давление, МПа	Тек. пластовое давление, МПа	Нач. температура, °С	Тек. температура, °С

**Табл. 3. Основные результаты исследования пластовой нефти (Стандартная сепарация)**

Условия эксперимента	Ед. изм.
Номер пробы	
Дата отбора	
Метод отбора пробы	
Тип пробы пластового флюида	
Глубина (или Интервал) притока флюида, м	
Пластовое давление	МПа
Давление насыщения	МПа
Пластовая температура	°С
Результаты эксперимента (стандартная сепарация)	
Газосодержание	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Газосодержание	м <sup>3</sup> /т
Плотность пластовой нефти при P <sub>пл</sub>	кг/м <sup>3</sup>
Плотность пластовой нефти при P <sub>s</sub>	кг/м <sup>3</sup>
Объемный коэффициент при P <sub>пл</sub>	
Объемный коэффициент при P <sub>s</sub>	
Плотность дегазированной нефти	кг/м <sup>3</sup>
Молекулярная масса дегазированной нефти	а.е.м.
Плотность газа сепарации	кг/м <sup>3</sup>
Относительная плотность газа сепарации	
Молярная масса пластового флюида	г/моль

**Табл. 4. Компонентный состав пластового флюида по результатам стандартной сепарации**

Компонент	Газ сепарации		Жидкость сепарации		Пластовый флюид	
	моль %	масс %	моль %	масс %	моль %	масс %
H <sub>2</sub>						
He						
N <sub>2</sub>						
CO <sub>2</sub>						
H <sub>2</sub> S						
C <sub>1</sub>						
C <sub>2</sub>						
C <sub>3</sub>						
i-C <sub>4</sub>						
n-C <sub>4</sub>						
neo-C <sub>5</sub>						
i-C <sub>5</sub>						
n-C <sub>5</sub>						
C <sub>6</sub>						
C <sub>7+высшие</sub>						
Сумма	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Относительная плотность газа (по воздуху)						
Молярная масса, г/моль						

**Табл. 5. Физико-химические характеристики дегазированной нефти**

№ п/п	Показатели	Результаты
1	Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup>	
2	Вязкость кинематическая при 20°C, мм <sup>2</sup> /с Вязкость кинематическая при 50°C, мм <sup>2</sup> /с	
3	Содержание силикагелевых смол, % масс	
4	Содержание асфальтенов, % масс	
5	Содержание серы, % масс	

6	Температура застывания нефти, °C	
7	Температура вспышки в закрытом тигле, °C	
8	Содержание парафина, % масс	
9	Температура плавления парафина, °C	
10	Содержание воды, % масс	
11	Кислотное число, мг КОН/г	
12	Содержание механических примесей, % масс	
13	Содержание хлористых солей, мг/л	
14	Коксуемость, % масс	
15	Давление насыщенных паров при t=37,8°C, кПа	
16	Содержание сероводорода, ppm	
17	Содержание этил и метилмеркаптанов, ppm	

**Табл. 6. Компонентный состав и свойства газа**

№ п/п	Компоненты	Содержание компонентов	
		Наименование источника	
		мол. %	масс. %
1	Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )		
2	Метан (CH <sub>4</sub> )		
3	Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )		
4	Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )		
5	и-Бутан (iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )		
6	н-Бутан (nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )		
7	и-Пентан (iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )		
8	н-Пентан (nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )		
9	Гексаны (ΣC <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )		
10	Гептаны (ΣC <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )		
11	Октаны (ΣC <sub>8</sub> H <sub>18</sub> )		
12	Нонан (ΣC <sub>9</sub> H <sub>20</sub> )		
13	Декан (ΣC <sub>10</sub> H <sub>22</sub> )		
14	Сероводород (H <sub>2</sub> S)		
15	Гелий (He)		
16	Угарный газ (CO)		

17	Аргон (Ar)		
18	Кислород (O <sub>2</sub> )		
19	Азот (N <sub>2</sub> )		
20	Водород (H <sub>2</sub> )		
21	Содержание воды (H <sub>2</sub> O)		
22	Меркаптаны, мг/л		
23	Мех. примеси, мг/л		
24	Объемная доля кислорода, %		
25	Точка росы по влаге, °C		
26	Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>		
27	Относительная плотность по воздуху		

Необходимо изучить химический состав подземных вод отложений, потенциально предназначенных для захоронения CO<sub>2</sub>, и провести исследования по следующим показателям:

- физические свойства – плотность вод;
- химический состав вод – концентрацию водородных ионов (pH), содержание карбонатов, гидрокарбонатов, кальция, магния, хлоридов, сульфатов, натрия и калия, общего железа, а также содержание свободной двуокиси углерода;
- рассчитать суммарную минерализацию, тип воды по Сулину В.А.;
- показатели качества – определение содержания сероводорода, нефтепродуктов, взвешенных веществ и их гранулометрического состава, определение коррозионной активности и сульфатвосстанавливающих бактерий.

**Табл. 7. Компонентный состав и свойства воды**

№ п/п	Дата отбора	Единица измерения	Содержание компонентов
1	Na <sup>+</sup>	мг/л	
2	K <sup>+</sup>	мг/л	
3	Ca <sup>2+</sup>	мг/л	
4	Mg <sup>2+</sup>	мг/л	
5	Sr <sup>2+</sup>	мг/л	
6	Fe (II)	мг/л	
7	J <sup>-</sup>	мг/л	
8	Br <sup>-</sup>	мг/л	
9	Cl <sup>-</sup>	мг/л	
10	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	мг/л	

11	$\text{HCO}_3^-$	мг/л	
12	$\text{CO}_2$	мг/л	
13	$\text{H}_2\text{S}$	мг/л	
14	Плотность	г/см <sup>3</sup>	
15	Общая минерализация	г/л	
16	Соленость	°Ве	
17	pH		
18	Нефтепродукты	мг/л	
19	Жесткость общая	мг-экв/л	
20	Жесткость карбонатная		
21	Сухой остаток при 105°C	мг/л	
22	Формула солевого состава		
23	Общая минерализация	г/л	

### **Специальные исследования\***

Специальные исследования рекомендуется проводить при закачке  $\text{CO}_2$  в пласт для увеличения нефтеотдачи пласта.

Для снятия неопределенности по условиям достижения смесимости, является исследование физических процессов, происходящих при взаимодействии нефти с газом в пласте. К числу таких экспериментов относятся тест на набухаемость, multi-contact test и исследование процессов выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Для выполнения данного типа исследований важно использовать глубинные пробы нефти, отобранные при минимальных депрессиях, которые максимально приближены по составу и свойствам к пластовой нефти. В качестве газа закачки рекомендуется использовать потенциальный агент закачки, состав которого определяется в эксперименте slim-tube.

### **Тест на набухаемость и исследование процессов выпадения АСПО**

Схема ступени эксперимента – 1

- Подготовка свежей пробы с известной концентрацией газа;
- Проведение ССЕ-теста;
- Замер плотности и вязкости;
- Стандартная сепарация.

Схема ступени эксперимента – 2

- Добавление газа в готовую смесь;
- Проведение ССЕ-теста;
- Замер плотности и вязкости;
- Стандартная сепарация по финальной смеси.

### **Рекомендации**

- Полнообзорная PVT-ячейка для определения критической и ретроградной области;
- Не менее 4 концентраций газа;
- Не менее 40 см<sup>3</sup> пластовой нефти для одной концентрации газа.

## **Ключевые результаты**

### **– Набухание**

Эффект увеличения объема жидкости при растворении в ней газа.

### **– Коэффициент набухания**

Интенсивный параметр, характеризующий изменение объема смеси относительно объема исходной пластовой нефти в характерных точках;

Выделяют 4 характерные точки:

- *коэффициент  $SF^*$*  – объем смеси относительно объема пластовой нефти при пластовом давлении и пластовой температуре;
- *коэффициент  $SF^{**}$*  – объем смеси относительно объема пластовой нефти при давлении насыщения и пластовой температуре;
- *коэффициент  $SF^{***}$*  – объем смеси относительно объема пластовой нефти при текущем давлении и пластовой температуре;
- *коэффициент  $SF^{****}$*  – объем смеси относительно объема дегазированной нефти стандартной сепарации.

•

## ***Slim-tube эксперимент***

Одним из специальных лабораторных исследований является проведение экспериментов по определению условий смесимости – эксперимент по вытеснению в тонкой трубке высокой проницаемости, slim-tube test [9].

Важно отметить, что дать достоверную оценку минимального давления смешиваемости может только реальный PVT эксперимент – исследование в тонкой трубке (Slim Tube), после чего уравнение состояния должно быть настроено на воспроизведение результатов не только стандартных PVT экспериментов, но и на результаты эксперимента в тонкой трубке.

Эксперимент с использованием метода тонкой трубки (Slim tube) проводится для определения минимального давления смешения (ММП) между закачиваемым газом и пластовой нефтью. Процесс включает следующие основные этапы:

**Подготовка установки:** Тонкая трубка представляет собой длинную, узкую трубку из нержавеющей стали, обычно длиной несколько метров, которая заполняется пористым материалом, чаще всего песком, для имитации пористой среды пласта. Трубка сворачивается, чтобы исключить влияние гравитации и обеспечить преимущественно горизонтальное течение жидкости.

**Загрузка нефти:** тонкую трубку заполняют пластовой нефтью при установленных начальных условиях давления и температуры, соответствующих пластовым.

**Закачка газа:** газ (углекислый газ, азот или другой газ, используемый для закачки) закачивается через один конец трубки с регулируемой скоростью и при разном давлении, начиная с низкого и постепенно повышая его до предельно высокого.

**Наблюдение за процессом вытеснения:** по мере продвижения газа через пористую среду наблюдается процесс вытеснения нефти. Испытания проводятся при постоянной температуре, поддерживаемой термостатической ванной. Через смотровое стекло или с помощью датчиков фиксируется движение фронта вытеснения нефти и газа.

**Измерение параметров:** на каждом этапе фиксируются объёмы вытесненной нефти и скорость перемещения фронта. Также измеряются давление и температура на входе и выходе трубки.



**Определение ММП:** после проведения нескольких закачек при разных давлениях, данные анализируются для определения давления, при котором наблюдается полное смешение закачиваемого газа с нефтью, что и является минимальным давлением смешения (ММП).

**Анализ результатов:** по окончании эксперимента строятся зависимости коэффициента вытеснения от давления. Минимальное давление смешения определяется как точка, при которой вытеснение нефти становится максимальным и начинается фаза смешения.

Этот процесс позволит воспроизвести условия пористой среды в лабораторных условиях и оценить эффективность процесса газового вытеснения для конкретного месторождения.

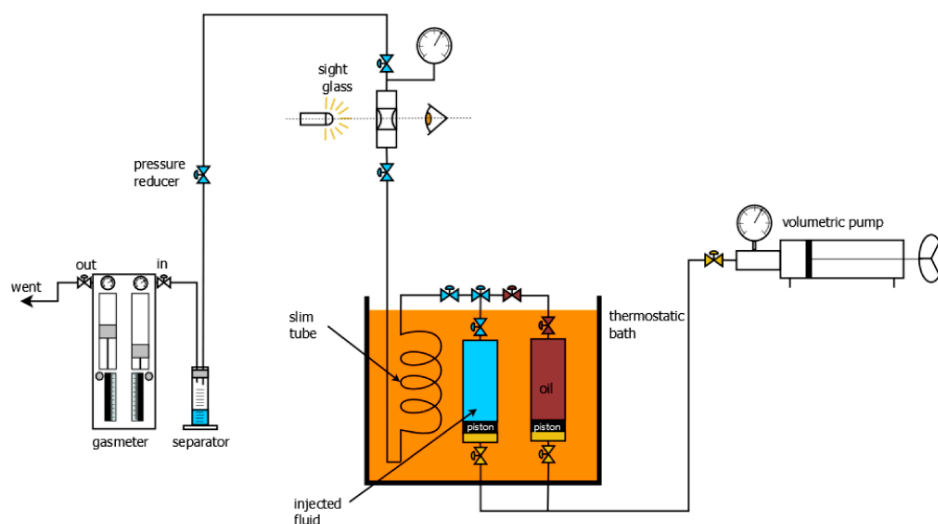


Рис. 3. Принципиальная схема slim-tube test

### **Потоковые эксперименты на керне**

Фильтрационные исследования на образцах керна для проектов, использующих технологию смешивающегося вытеснения, необходимы для исследования процессов, происходящих при фильтрации нефти и газа в поровой среде. При проектировании разработки с помощью данной технологии важно учитывать поведение фронта смешивающегося вытеснения, итоговый коэффициент вытеснения нефти и его динамику, скорость роста газового фактора и влияние размера оторочек при водогазовом воздействии [9]. В разделе описывается подход к проектированию дизайна лабораторных работ и приводятся полученные результаты.

### **Выбор керна**

Для получения результатов, наиболее полно отвечающих целям эксперимента, необходимо использовать керн, отобранный в районе проектируемой закачки, либо с этих же объектов, но со свойствами, идентичными таковым в планируемой зоне закачки газа.

## **Флюиды**

Так как основные эксперименты проводятся с целью анализа эффекта взаимодействия пластовой нефти со смешивающимся газом, то необходимо подготавливать модели флюидов как можно более схожие с теми, что в реальности будут взаимодействовать в пласте.

## **Результаты и обсуждение**

### **Моделирование процессов $\text{CO}_2$ CCS**

Одним из инструментов прогноза фазового поведения пластовых флюидов при взаимодействии с углекислым газом является математическое моделирование с помощью современного специализированного программного обеспечения (ПО). Эксперименты, выполняемые для изучения поведения флюидов при CCS, трудоемки и дороги. Поэтому важно тщательное планирование условий эксперимента. Чтобы помочь сузить диапазон параметров, необходимых для получения интересующей части данных, можно предварительно смоделировать эксперименты на ПО.

На основе имеющихся экспериментальных данных можно построить флюидальную модель в программном обеспечении PVTsim NOVA, которая также включает в себя специализированные модули:

1) Модуль CCS  $\text{CO}_2$ , предназначенный для моделирования и анализа сложных проблем фазового равновесия, связанных с улавливанием и хранением  $\text{CO}_2$  (CCS).

2) Модуль по моделированию условий выпадения асфальтенов, смол, парафинов.

3) Модуль по моделированию условий солеотложений.

Модуль PVTsim CCS предоставляет модели взаимной растворимости воды и компонентов газа-нефти, а также модели образования гидратов, адаптированные для смесей с присутствием свободной водной фазы.

Ниже представлены возможности моделирования модуля CCS  $\text{CO}_2$ :

- Расчет Flash-сепарации с определением фаз, и основных термодинамических параметров, и свойств;
- Построение фазовых диаграмм – классической и PH (PH – от Pressure-Enthalpy);
- Моделирование насыщения введенного состава флюида водой;
- Моделирование критической точки;
- Моделирование гидратообразования с построением фазовой карты;
- Построение графиков зависимости термодинамических параметров;
- PVT моделирование процесса работы компрессора и клапана.
- Выявление влияния примесей на фазовое поведение флюида с помощью графиков P-xy/ T-xy;
- Регрессия плотности  $\text{CO}_2$ ;
- Моделирование насыщения введенного состава рассола газом  $\text{CO}_2$ ;
- Построение таблиц растворимости  $\text{CO}_2$  в рассоле.

Состав жидкости состоит в основном на 99% из углекислого газа. Присутствие воды в составе может способствовать общей коррозии. Сероводород потенциально вызывает сульфидный разрыв под давлением.

Кислород способствует развитию коррозии в коррозионно-активных материалах. Транспортируемая жидкость ТЭГ (триэтиленгликоля) имеет температуру замерзания от -5 до -7°C (замерзание может произойти чуть ниже устья скважи-

ны из-за эффектов JT). Предварительный результат, похоже, указывает на то, что ТЭГ смещает двухфазные области.

Таким образом, симулятор PVTsim учитывает термобарические параметры пласта, состав газовой фазы пластовой системы, а также критические параметры, ацентрический фактор и коэффициент сжимаемости компонентов газовой фазы, фазовые насыщенности и относительные фазовые проницаемости, капиллярные давления, гравитационное разделение, PVT-свойства пластовой системы, фильтрационно-емкостные и механические свойства пласта и др. в отличие от одномерной математической модели, в которой учитываются только гравитационное разделение, изменение вязкости и коэффициента сжимаемости газа.

### **Обоснование выбора агрегатного состояния $\text{CO}_2$**

Физические особенности агрегатных состояний  $\text{CO}_2$  и их пригодность для различных процессов.

В пластовых условиях  $\text{CO}_2$  может находиться в различных агрегатных состояниях в зависимости от температуры и давления:

- жидком;
- газообразном;
- сверхкритическом.

Зависимость агрегатного состояния, плотности и вязкости  $\text{CO}_2$  от таких характеристик, как температура и давление, показаны на рис. 3-4.

Для сопоставимости результатов расчетов для различных агрегатных состояний необходимо закачать одинаковый объем (в пластовых условиях) жидкого, сверхкритического, газообразного  $\text{CO}_2$ , так как моделируемые пласты имеют различное начальное пластовое давление. Рассчитать необходимый объем закачки  $\text{CO}_2$  можно с помощью уравнения состояния Клайперона-Менделеева [6]:

$$pV = zRT, \quad (1),$$

где

$p$  – пластовое давление, МПа;

$V$  – закачанный объем  $\text{CO}_2$ ,  $\text{м}^3$ ;

$z$  – коэффициент сжимаемости  $\text{CO}_2$ ;

$T$  – температура пласта, К;

$R$  – газовая постоянная, Дж/(моль\*К).

В пластовых условиях, в зависимости от температуры и давления углекислый газ может находиться в газообразном, жидком, а также сверхкритическом состоянии. Критическая точка характеризуется температурой 31,2°C и давлением 7,38 МПа. На рис. 3 приведена фазовая диаграмма углекислого газа.

При давлении и температуре выше критических диоксид углерода находится в сверхкритическом состоянии, при котором его плотность становится как у жидкости, а вязкость и поверхностное натяжение как у газа. В таком состоянии  $\text{CO}_2$  будет вытеснять нефть. Сверхкритический  $\text{CO}_2$  также является отличным неполярным растворителем, и способен полностью или выборочно экстрагировать неполярные составляющие. При смешивающемся вытеснении углекислый газ в критическом состоянии будет уменьшать вязкость и, соответственно, повышать подвижность пластовой нефти. При отсутствии или частичной смешиваемости, отдельная фаза углекислого газа будет вымывать лёгкие компоненты и фракции нефти, оставляя в пласте более тяжёлые фракции.

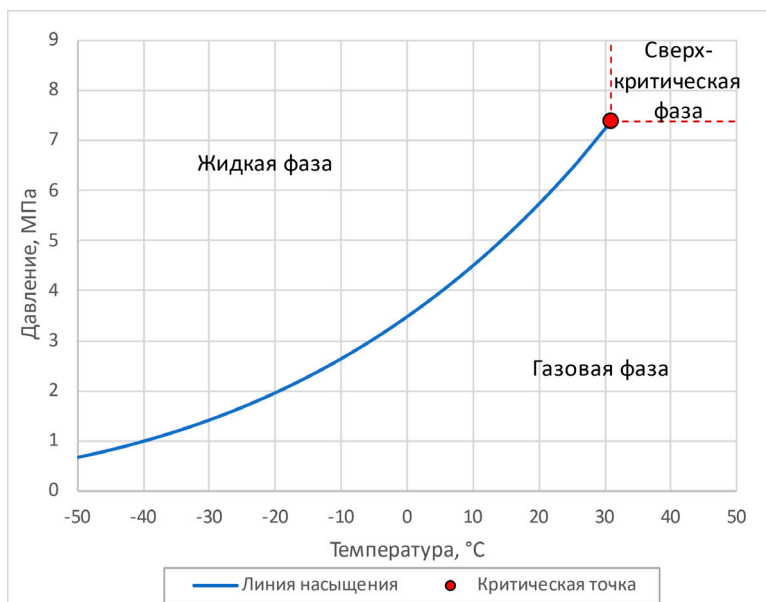


Рис. 4. Фазовая диаграмма  $\text{CO}_2$  (расчёт по уравнению GERG-2008)

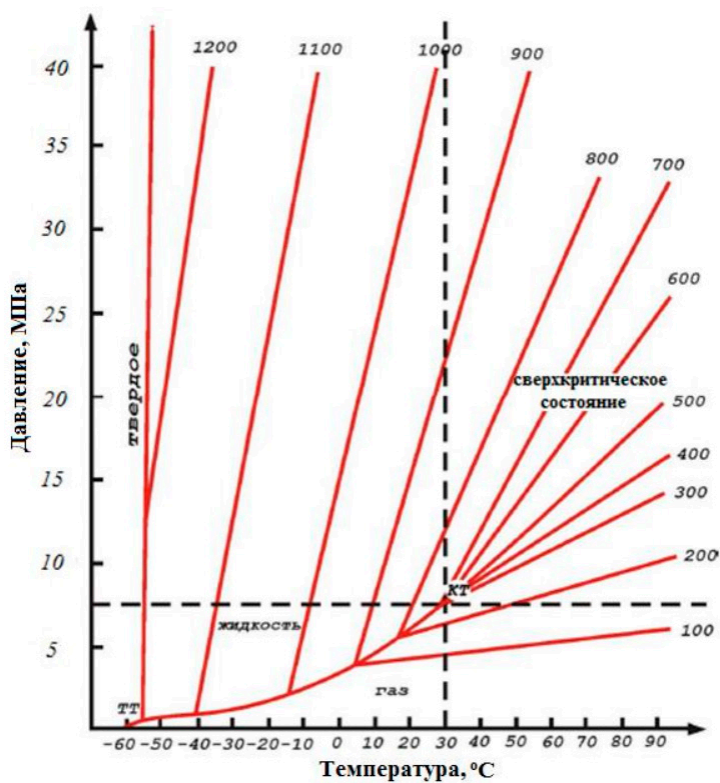
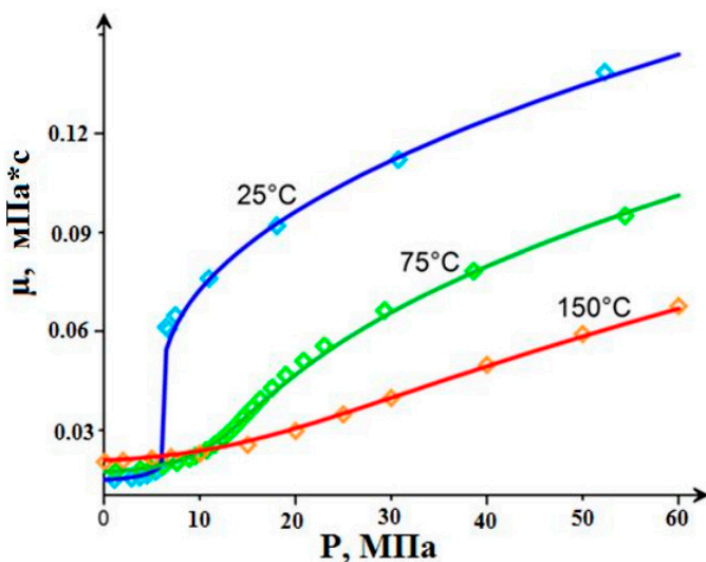


Рис. 5. Изменение плотности  $\text{CO}_2$  в зависимости от термобарических параметров  
Ист. Богословский С.В. Физические свойства газов и жидкостей. – СПб, 2001



**Рис. 6. Зависимость динамической вязкости  $\text{CO}_2$  от термобарических параметров**  
 Ист. Богословский С.В. Физические свойства газов и жидкостей. – СПб, 2001

Анализируя вышеприведенные зависимости, можно сделать следующие выводы о физических свойствах  $\text{CO}_2$ :

- В газообразном состоянии  $\text{CO}_2$  – бесцветный газ. Газообразному состоянию  $\text{CO}_2$  соответствует широкий диапазон температур и давлений, не превышающий кривую кипения АВ. Вязкость порядка  $10^{-5}$  Па·с, коэффициент диффузии –  $10^{-5}$  м<sup>2</sup>/с.
- При температуре ниже 31°C и давлении, ограниченном линией кипения,  $\text{CO}_2$  находится в жидком состоянии. Он представляет собой бесцветную жидкость. В зависимости от термобарических условий его плотность меняется от 600 до 1200 кг/м<sup>3</sup>. Вязкость порядка  $10^{-3}$  Па·с, коэффициент диффузии –  $10^{-9}$  м<sup>2</sup>/с.
- При давлении выше 7,38 МПа и температуре выше 31°C и выше  $\text{CO}_2$  находится в сверхкритическом состоянии. В сверхкритическом агрегатном состоянии  $\text{CO}_2$  ведет себя как газоподобный сжимаемый флюид, но вместе с этим имеет плотность, близкую к плотности жидкости. При понижении температуры или повышении давления плотность  $\text{CO}_2$  приближается по значению к плотности жидкости. При пластовых температуре и давлении, соответствующих области сверхкритического состояния, плотность  $\text{CO}_2$  меняется в пределах от 600 кг/м<sup>3</sup> до 900 кг/м<sup>3</sup>. Вязкость порядка  $10^{-5}$  -  $10^{-4}$  Па·с, коэффициент диффузии –  $10^{-8}$  м<sup>2</sup>/с.
- При давлении 23 МПа и температуре 32°C значение плотности сверхкритического  $\text{CO}_2$  максимально и равно 900 кг/м<sup>3</sup>, а то же значение плотности в жидком состоянии  $\text{CO}_2$  достигается при давлении 15 МПа и температуре 23°C. Такая разница в требуемом давлении для хранения с одинаковой плотностью приведет к наиболее существенной экономии потребляемой мощности компрессорных станций для сжатия  $\text{CO}_2$  в случае, если закачивать  $\text{CO}_2$  в жидком агрегатном состоянии.

- При одинаковой температуре вязкость воды будет в 16 раз больше вязкости жидкого  $\text{CO}_2$  и в 30 раз – сверхкритического  $\text{CO}_2$ , плотность которого равна 800-900 кг/м<sup>3</sup>, а также в 48 раз больше плотности газообразного  $\text{CO}_2$ . Из этого следует, что жидкий  $\text{CO}_2$  будет лучше оттеснять воду, чем  $\text{CO}_2$ , находящийся в газообразном или сверхкритическом состоянии. Это приведет к увеличению вместимости пласта по  $\text{CO}_2$  вследствие более высокого коэффициента вытеснения.

Коэффициент диффузии самый высокий у  $\text{CO}_2$ , находящегося в газообразном агрегатном состоянии, меньше у  $\text{CO}_2$  в его сверхкритическом агрегатном состоянии, и самый низкий у жидкого  $\text{CO}_2$ . Обобщая проанализированные выше физические свойства  $\text{CO}_2$ , можно сделать следующие выводы:

- для замещения части буферного объема природного газа на  $\text{CO}_2$  наименее всего подходит жидкое агрегатное состояние  $\text{CO}_2$ , поскольку в этом случае требуются большие объемы жидкого  $\text{CO}_2$ , а также при закачке жидкого  $\text{CO}_2$  теряется полезный газопоровый объем, что приведет к уменьшению емкости ловушки.
- жидкий  $\text{CO}_2$  больше подходит для захоронения, так как он будет находиться в более компактном состоянии в пласте, то есть можно хранить большие объемы жидкого  $\text{CO}_2$ , чем газообразного и сверхкритического;
- для частичного замещения буферного объема углеводородного газа  $\text{CO}_2$  больше подходит сверхкритическое агрегатное состояние, чем газообразное. Исходя из вышеописанных свойств, принципиальное значение будет иметь гравитационное разделение метана и сверхкритического  $\text{CO}_2$ . Под действием гравитационных сил  $\text{CO}_2$  будет опускаться под метан, продвигая его к забоям добывающих скважин. Также скорость фильтрации у сверхкритического  $\text{CO}_2$  меньше, чем у газообразного  $\text{CO}_2$  из-за большей вязкости сверхкритического  $\text{CO}_2$ . Этот фактор позволит избежать раннего прорыва  $\text{CO}_2$  к фону эксплуатационных скважин, что позволит продлить их эксплуатацию без примеси  $\text{CO}_2$  в скважинной продукции;
- глубина залегания пласта-коллектора выбирается исходя из необходимого, для замещения части буферного объема газа  $\text{CO}_2$  и захоронения  $\text{CO}_2$ , агрегатного состояния углекислого газа. Продемонстрируем определение глубины перехода  $\text{CO}_2$  из одной фазы в другую, построив характерное для определённого региона распределение температуры и давления в зависимости от глубины. Далее накладываем получившуюся траекторию распределения температуры и давления на фазовую диаграмму (рис. 6). Получаем значения давления и температуры, соответствующие фазовому переходу  $\text{CO}_2$ , и уже по ним определяем глубину перехода  $\text{CO}_2$  из одного агрегатного состояния в другое. Из рис. 6 видно, что при принятых условиях на глубине залегания до 600 метров условия соответствуют газообразному  $\text{CO}_2$ , от 800 до 1000 метров – жидкому  $\text{CO}_2$ , от 1000 метров и более – сверхкритическому  $\text{CO}_2$ .

Термобарические параметры пласта-коллектора выбираются исходя из необходимого, для захоронения углекислого газа или замещения части буферного объема газа  $\text{CO}_2$ , агрегатного состояния углекислого газа (рис. 6). Вышеизложенные параметры пласта-коллектора подбираются так, чтобы физические свойства  $\text{CO}_2$  (рис. 7, 8) достигали своего максимального значения по плотности и вязкости. Определив глубину перехода  $\text{CO}_2$  из одного агрегатного состояния в другое, построены распределения плотности, вязкости  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2$  от глубины при стандартном распределении температуры и давлении по пласту-коллектору (рис. 7, 8).



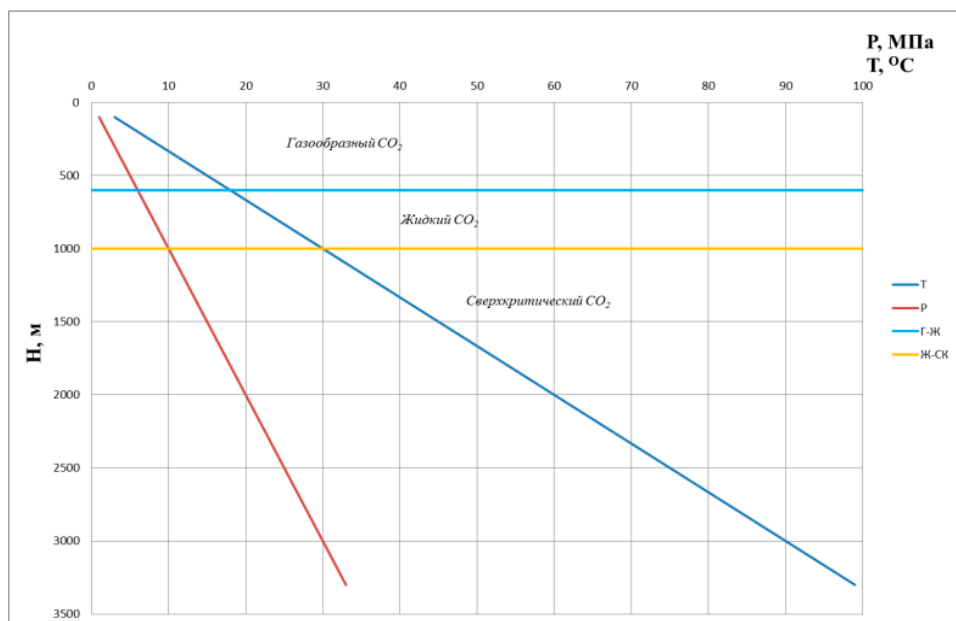


Рис. 6. Агрегатное состояние CO<sub>2</sub> в зависимости от глубины залегания пласта-коллектора

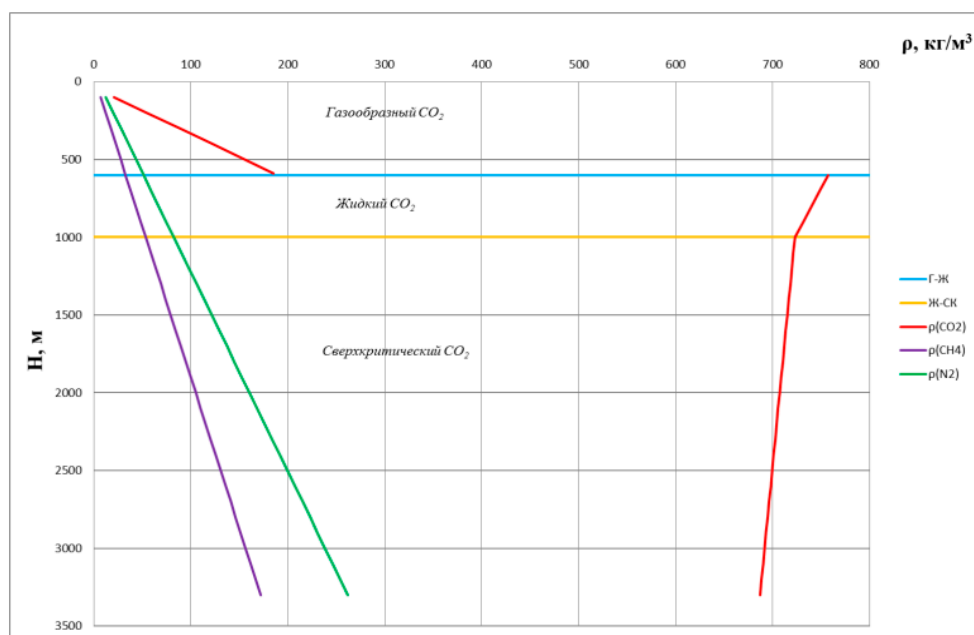
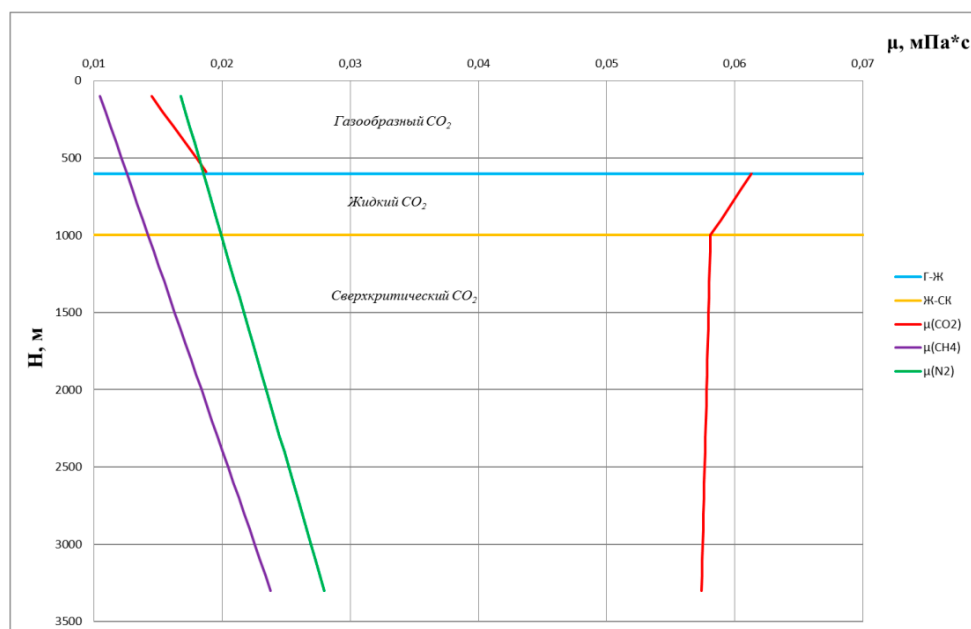


Рис. 7. Распределение плотности CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub> в зависимости от глубины залегания пласта-коллектора



**Рис. 8. Распределение вязкости  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2$  в зависимости от глубины залегания пласта-коллектора**

Из рис. 7, 8 видно, что для данного градиента температуры и давления наиболее эффективная глубина залегания пласта-коллектора, которой соответствуют максимальные значения плотности и вязкости, для захоронения  $\text{CO}_2$  составляет порядка 800 метров, для замещения части буферного объема газа – 1000 метров. Также можно сделать вывод о большей пригодности сверхкритического  $\text{CO}_2$  (исходя из физических свойств газов) для замещения части буферного объема чем азота и газообразного  $\text{CO}_2$ . В заключение следует отметить, что полученные выводы из анализа физических свойств  $\text{CO}_2$  о пригодности его агрегатных состояний будут обоснованы расчетным путем.

Для выяснения более приемлемого агрегатного состояния  $\text{CO}_2$  был смоделирован фазовый переход из газообразного и сверхкритического в жидкое агрегатное состояние  $\text{CO}_2$  в процессе его закачки в пласт-коллектор с термобарическими параметрами структуры по кровле неокомского водоносного горизонта (температура –  $19^\circ\text{C}$ , давление – 8 МПа), соответствующими жидкому агрегатному состоянию  $\text{CO}_2$ .

На рис. 9 и 10 представлены результаты моделирования фазового перехода  $\text{CO}_2$  из газообразного агрегатного состояния в жидкое. Газообразный  $\text{CO}_2$  в полном объеме переходит в жидкую фазу. Такой же результат будет и для сверхкритического агрегатного состояния  $\text{CO}_2$ .

Согласно проведенным расчетам вязкость и плотность хранимого жидкого  $\text{CO}_2$  при данных термобарических параметрах пласта-коллектора будет равна 0,069 мПа\*с и 805 кг/м<sup>3</sup>. Вязкость и плотность закачиваемого сверхкритического и газообразного агрегатного состояния  $\text{CO}_2$  будет в 1,44 и 1,32, 2,65 и 2,59 раза меньше жидкого агрегатного состояния  $\text{CO}_2$ .

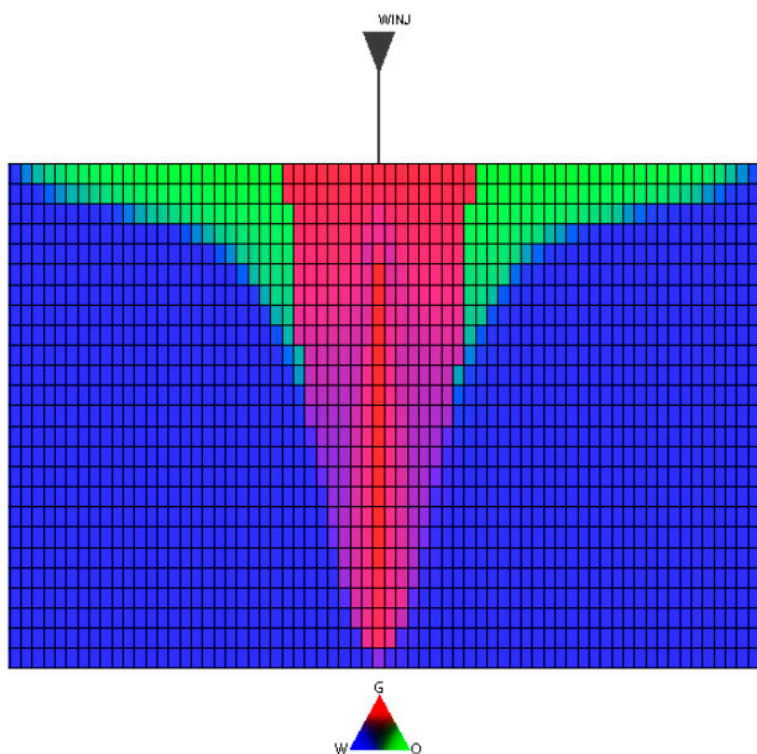


Рис. 9. Трехфазное отображение совокупной насыщенности газообразный  $\text{CO}_2$ -жидкий  $\text{CO}_2$ -вода

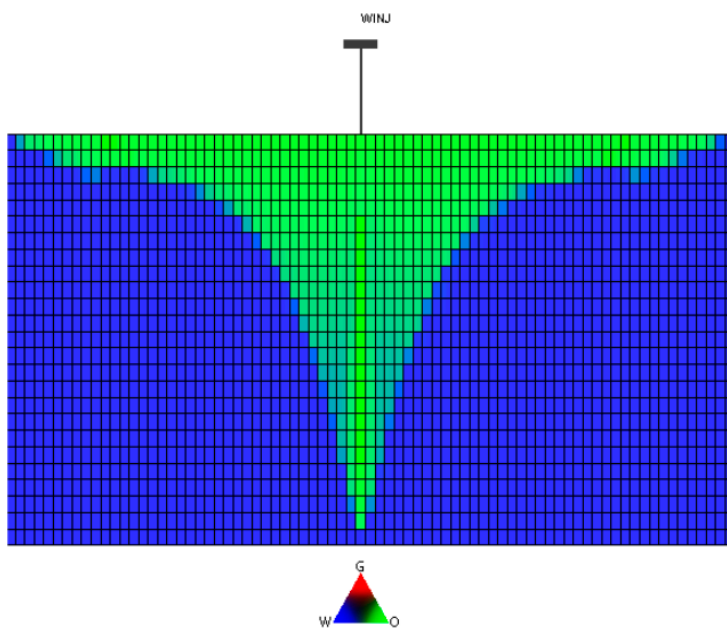


Рис. 10. Двухфазное отображение совокупной насыщенности жидкий  $\text{CO}_2$ -вода

Анализируя решение системы уравнений состояния можно сделать следующие выводы:

- для захоронения  $\text{CO}_2$  больше подходит жидкое агрегатное состояние. Для этого необходимо подобрать пласт-коллектор с термобарическими параметрами, соответствующими жидкому агрегатному состоянию  $\text{CO}_2$ . Стоит отметить, что можно осуществлять закачку как газообразного, так и  $\text{CO}_2$  в сверхкритическом агрегатном состоянии в пласт-коллектор с термобарическими параметрами, соответствующими жидкому агрегатному состоянию  $\text{CO}_2$ , с последующим его переходом в жидкое агрегатное состояние, так и  $\text{CO}_2$ , находящегося изначально в жидком агрегатном состоянии;
- для замещения буферного объема газа более эффективно сверхкритическое агрегатное состояние  $\text{CO}_2$ , потому что при смешении сверхкритического  $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$  образуется меньшая зона смешения, по сравнению с газообразным агрегатным состоянием  $\text{CO}_2$ ;
- необходимо подбирать пласт-коллектор с термобарическими параметрами, соответствующими сверхкритическому агрегатному состоянию  $\text{CO}_2$ ;
- для повышения эффекта гравитационного разделения закачку сверхкритического  $\text{CO}_2$  необходимо вести на крылья пласта-коллектора.

### **Заключение**

В результате анализа и обобщения мирового опыта по разработке программ лабораторных исследований, направленных на проектирование технологий захоронения  $\text{CO}_2$ , а также описания процессов, лежащих в основе разработки методологических подходов, включая комплексное исследование агрегатных состояний  $\text{CO}_2$  с точки зрения технологической эффективности на основе моделирования, выявлена актуальность и практическая значимость данного направления исследований.

В рамках разработки программы лабораторных исследований, направленных на улавливание и хранение  $\text{CO}_2$ , была создана комплексная методологическая основа, охватывающая весь спектр необходимых исследований. Данная программа обеспечивает полноту и точность экспериментов для оптимизации процесса закачки, гарантируя его соответствие установленным технологическим и эксплуатационным требованиям.

На основании проведенных численных исследований процессов, протекающих в пласте-коллекторе при закачке различных агрегатных состояний  $\text{CO}_2$ , выявлено, что жидкое агрегатное состояние является наиболее предпочтительным для эффективной закачки и длительного хранения углекислого газа. Были установлены ключевые параметры и требования к пласту-коллектору, обеспечивающие поддержание углекислого газа в заданном агрегатном состоянии, что, в свою очередь, позволяет обоснованно выбирать глубину залегания пласта-коллектора, исходя из условий захоронения  $\text{CO}_2$  или замещения части буферного объема природного газа углекислым газом.

### **Список использованной литературы**

1. Рамочная конвенция об изменении климата. Парижское соглашение [Электронный ресурс]. – URL: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/I09r01.pdf> (дата обращения: 20.06.2021).

2. Хан С.А. Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа. — Георесурсы, 2010, с. 55-62.
3. Эдер Л.В., Проворная И.В., Филимонова И.В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений. — Бурение и нефть, 2016, № 10, с. 8-15.
4. Брагинский О.Б. Утилизация попутного нефтяного газа — фактор рационального использования углеводородного сырья [Электронный ресурс]. — Экономический анализ: теория и практика, 2014, № 23 (374). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/utilizatsiya-poputnogo-neftyanogo-gaza-faktor-ratsionalnogo-ispolzovaniya-uglevodorodnogo-syrya>
5. Михайловский А.А., Чугунов А.В., Григорьев А.В. Направления научных исследований в области технологий хранения газов в пластах-коллекторах. — Газовая промышленность, 2015, №10, с. 36-39.
6. Kelemen P., Benson S., Pilorgé H., Psarras P., Wilcox J. An Overview of the Status and Challenges of CO<sub>2</sub> Storage in Minerals and Geologic Formations. — Frontiers in Climate, 2019, vol. 1, No. 9.
7. Михайловский А.А. Аналитический контроль объемов газа в пластах-коллекторах ПХГ. — М., Газпром ВНИИГАЗ, 2013, 250 с.
8. Калинин С.А., Морозюк О.А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Анализ мирового опыта. — Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело, 2019, т. 19, № 4, с. 373–387. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.6
9. Морозюк О.А. и др. Экспериментальные исследования вытеснения высоковязкой нефти диоксидом углерода из карбонатных пород. — Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2019, № 6, с. 51-56. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-51-56

## **СО<sub>2</sub> КӨМУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ЖОБАЛАУ ҮШІН ЗЕРТХАНАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ БАҒДАРЛАМАСЫН ӨЗІРЛЕУ**

**Г.Ж. Бектас, К.М. Кунжарикова**

*СО<sub>2</sub> шығарындыларын азайтудың өзектілігі экожүйелер мен жаһандық экономикаға теріс әсер ететін климаттың өзгеруін азайту қажеттілігіне байланысты. Атмосферадағы көмірқышқыл газының концентрациясының жоғарылауы парниктік әсердің жоғарылауына ықпал етеді, бұл жаһандық температураның жоғарылауына, ауа-райының өзгеруіне, теңіз деңгейінің көтерілуіне және экстремалды табиғи құбылыстардың жиілігінің артуына әкеледі. Осы сын-тегеуріндерге жауап ретінде әлемдік қауымдастық жаңартылатын энергия көздеріне көшуді, энергия тиімділігін арттыруды және СО<sub>2</sub> ұстау және сақтау технологияларын (CCS) дамытуды қоса алғанда, СО<sub>2</sub> шығарындыларын азайту шараларын белсенді түрде енгізуде.*

*Бұл жұмыста көмірқышқыл газын ұзақ уақыт сақтау мақсатында коллектор қабатында ұстау және сақтау бойынша әлемдік тәжірибе көрсетілген.*

Авторлар  $\text{CO}_2$  ұстау және сақтау үшін әзірленген зертханалық зерттеу бағдарламасына шолу жасайды, газ тәрізді, суперкритикалық және сұйық  $\text{CO}_2$  кеуекті ортаға сақтау кезінде коллектор қабатында жүретін процестерді зерттейді. Зерттеу нәтижелері сандық модельдеу арқылы оны сақтау үшін  $\text{CO}_2$ -нің ең жақсы агрегаттық күйін таңдауды негіздеді.

**Түйінді сөздер:** газ шығару, көмірқышқыл газы, айдау, көму, мұнай қабаты, кен орны, аралас орын ауыстыру, кеуекті кеңістік.

### Информация об авторах

**Бектас Гаухар Жарылкасыновна** – ведущий инженер управления комплексных исследований скважин, [G.Bektas@kmge.kz](mailto:G.Bektas@kmge.kz)

**Кунжарикова Клара Мырзахановна** – начальник управления комплексных исследований скважин, [k.kunzharikova@kmge.kz](mailto:k.kunzharikova@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

## СПОСОБ ОЧИСТКИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

**Е.М. Сүлеймен, Қ.Ғ. Сатенов**

*Очистка пластовых вод является актуальной задачей объектов нефтегазодобывающих производств.*

*Пластовые воды являются обычными спутниками нефтяных и газовых месторождений, содержащих взвешенные твердые частицы, нерастворимую нефть, органические вещества, растворенные твердые вещества и другие примеси. Выбор методов и оборудования для очистки сточных пластовых вод базируется на удалении из них нефтяной эмульсии и взвешенных частиц.*

*К числу распространенных методов очистки воды для систем поддержания пластового давления относятся отстаивание в специальных отстойниках и вертикальных стальных резервуарах, газовая флотация, центрифугирование, фильтрация и химические методы.*

*В данной работе представлены результаты исследований способов очистки пластовой воды с применением шерсти овец.*

**Ключевые слова:** *очистка воды, поддержание пластового давления (далее – ППД), нефтяная эмульсия, пластовая вода, шерсть, установка предварительного сброса воды (далее – УПСВ), резервуар вертикальный стальной (далее – РВС), Продовольственная и сельскохозяйственная Организация Объединённых Наций (ФАО, англ. Food and Agriculture Organization, FAO).*

### Введение

На месторождении Узень общий объем извлекаемой из недр пластовой воды превышает 45 млн. куб. м в год. Из-за повышенной нагрузки по жидкости, поступающей на УПСВ, происходит нарушение времени отстоя продукции в тех-

нологических аппаратах, что приводит к ухудшению параметров воды, подготавливаемой для ППД и несоответствию качества воды, подаваемой для закачки в пласты.

В 1995 г. АО «НИПИмунгаз» был разработан и утвержден руководящий документ РД 34-002-Р-95 «Вода для поддержания пластового давления, показатели и нормы качества воды для месторождений ПО «Озенмунгаз» со сроком введения с 01.01.1996 г. [1].

Согласно этому документу, все закачиваемые воды, исходя из свойств коллекторов месторождения Узень, по качеству должны удовлетворять требованиям, приведённым в табл. 1.

**Табл. 1. Требования, предъявляемые к воде, закачиваемой в пласт**

Параметры	Требования по РД 34-002-Р-95
Стабильность	стабильность
Набухаемость	отсутствие
Содержание механических примесей	с учетом неоднородности коллекторских свойств продуктивных горизонтов и наличия в воде нефтепродуктов содержание механических примесей не должно превышать 10 мг/л
Размер взвешенных частиц	менее 5 мкм для 90% присутствующих частиц
Содержание эмульгированной нефти	по коллекторским свойствам не должно превышать 1030 мг/л
Содержание кислорода	менее 0,1 мг/л
Содержание железа	менее 1 мг/л
Содержание сероводорода	отсутствие
Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие
Скорость коррозии	менее 0,2 мм/год
Совместимость с пластовыми водами	совместима

Лабораторный анализ состава и физико-химические свойства сточной воды на выходе из УПСВ-1 и 2 выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ [2, 3]. Результаты анализа представлены в табл. 2.

Как видно из табл. 2, кроме других негативных показателей по составу сточной воды на месторождении Узень, также существует проблема содержания нефтепродуктов. Присутствие нефтепродуктов вызывает кольматацию, что снижает продуктивность пластов [4, 5].



**Табл. 2. Результаты лабораторного анализа состава и физико-химические свойства сточной воды на выходе из УПСВ-1/2**

Показатели сточных вод	Ед.изм.	Фактические данные на выходе объектов	
		УПСВ-1	УПСВ-2
рН		6,8	6,8
Температура сточной воды	°С	35 – 40	35 – 40
Жесткость (кальций/магний)	мг-экв/дм <sup>3</sup>	240	260
Плотность	г/м <sup>3</sup>	1,038	1,043
Кальций	мг/л	3006	3607,2
Магний	мг/л	1094,4	972,6
Содержание калия и натрия	мг/л	15872,3	17988,3
Хлориды	мг/л	32755,8	36655,3
Сульфаты	мг/л	Следы	95,5
Содержание карбонатов	мг/л	Не обнаружено	Не обнаружено
Гидрокарбонаты	мг/л	373,3	373,3
Общая минерализация	мг/л	53101,8	59692,2
Диоксид углерода CO <sub>2</sub>	мг/л	129,8	127,6
Содержание растворенного кислорода (O <sub>2</sub> )	мг/дм <sup>3</sup>	2,8	2,9
Железо Fe <sup>2+</sup>	мг/л	11,2	Не обнаружено
Железо Fe <sup>3+</sup>	мг/л	22,4	33,6
Сероводород, H <sub>2</sub> S	мг/л	1,5	4,3
Содержание механических примесей	мг/л	167,3	499,5
Содержание нефтепродуктов	мг/л	239,5	210,6
Сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ)	кл/мл	102	102
Тип воды по Сулину		Cl-Ca	Cl-Ca

При разработке нефтяных месторождений количество добываемых вместе с нефтью подземных вод увеличивается и на заключительном этапе разработки может достигать 95-98%.

Вода для заполнения нефтяных скважин регламентируется по стандарту, ее основной состав включает в себя фильтрационные характеристики, состав эмульгированной нефти [6].

Для очистки пластовой воды используют различные физико-химические методы: отстаивание, флокуляцию, фильтрование, биологическую очистку на активном иле и т.д.

Для очистки пластовой воды также используется скорлупа орехов-пеканов и грецких орехов, которой в Казахстане недостаточно, и она сравнительно дорогая [7], торфяную композицию [8, 9].

Известны также способы биоремедиации, включающие введение в загрязнённую среду микроорганизмов [10]. Недостатком является использование сложной дорогостоящей технологии, непостоянность состава микроорганизмов, необходимость их предварительной подготовки.

С другой стороны, Казахстан обладает развитым овцеводством, однако полностью шерсть не используется в шерстяной промышленности – закапывается или сжигается [11].

Известно использование овечьей шерсти для очистки почвы от загрязнённой нефтью почвы [12], а также ее использование для борьбы с разливами нефти на море [13].

Данные методы разработаны для очистки загрязнённых почв, а нами поставлена цель очистки пластовой воды.

Представленный способ очистки пластовых вод включает использование овечьей шерсти с дальнейшим применением отработанного сорбента в качестве теплоизоляционного материала или утилизацией ее путем сжигания с целью получения дополнительной теплоты.

### **Экспериментальная часть**

В качестве очистки пластовой воды от нефти и растворенных органических веществ используются специальные съёмные картриджи с помещёнными в них плитками из овечьей шерсти.

Для проведения опыта был использован 1 л загрязнённой нефтепродуктами воды с содержанием до 1 г/л, которое определяли по ГОСТу [14].

Немытую шерсть едильбаевской породы овец или породы меринос весенней стрижки массой 1-1,2 кг скатывали, разрезали в виде плит размером 20х20 см, помещали в картридж – прозрачная PET бутылка объемом 5 литров, проделывали отверстие и пропускали через него загрязнённую нефтепродуктами воду с месторождения Узень концентрацией 1 г/л и далее определяли по ГОСТу наличие нефтепродуктов. Далее извлекали картридж, высушивали и использовали в качестве теплоизоляционного материала. Содержание нефтепродуктов составило 135-150 мг/л.

Исследования показали, эффективность достигает до 90%.

Принцип фильтрующего элемента основан на применении гидродинамических эффектов и предусматривает использование в качестве адсорбционной среды овечью шерсть. Пропуская очищаемую сточную воду через сплошную среду гидрофобного фильтра с определенной скоростью, можно получить воду высокого качества.

Качество сточных вод при этом оказывается высоким и характеризуется низким остаточным содержанием нефтепродуктов.

Разработанная технология очистки нефтесодержащих пластовых вод позволяет получать воду на выходе из установки с низким содержанием нефтепродуктов, не загрязняя поры пласта и тем самым избавиться от необходимости

постоянного повышения давления нагнетания, повысить качество нефти и не загрязнять поры пласта кольматированными в воде механическими примесями.

### **Заключение**

На основе анализа результатов проведенных испытаний установлено следующее:

1) получен положительный эффект от применения фильтра очистки пластовой воды от нефтепродуктов на потоке с применением картриджей на основе овечьей шерсти;

2) установлено, что наибольший эффект очистки пластовой воды от остаточных нефтепродуктов достигается при использовании фильтрующих элементов на основе овечьей шерсти породы меринос и едильбаевская;

Сорбенты данной модификации можно также использовать при ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на водных объектах посредством нанесения его на поверхность. Оработанный сорбент необходимо утилизировать путем сжигания с целью получения дополнительной теплоты.

На данный метод оформлен патент на полезную модель Республики Казахстан [15].

### **Список использованной литературы**

1. Вода для поддержания пластового давления, показатели и нормы качества воды для месторождений ПО «Озеньмунайгаз». – РД 34-002-Р-95, Актау, 1995.
2. Воды минеральные питьевые лечебные, лечебно-столовые и природные столовые. Метод определения ионов железа. – ГОСТ 23268.11-78.
3. Установки дистилляционные опреснительные стационарные. Методы химического анализа соленых вод. – ГОСТ 26449.1-85.
4. Ukrainskii L.E., Ustenko I.G., Shamov N.A. Studies of Repression-Wave Colmatation of Artificial Rock Samples. – Journal of Machinery Manufacture and Reliability, 2023, v.52, #1, pp. 1-10.
5. Anur'ev D.A., Fedorov K.M., Gil'manov A.Ya., Shevelev A.P., Morozovskiy N.A., Toropov K.V. Analysis of the possibility of technogenic fracture blocking using a suspension system. – Vestn. Tomsk. Gos. Univ. Mat. Mekh, 2023, #. 84, pp.36–51.
6. Вода для заводений нефтяных пластов. Требования к качеству. – СТ РК 1662-2007, 2007.
7. Felch, Chad, et al. Water treatment apparatus incorporating walnut shell filter media and a draft tube system. US Patent 9,580,335; Патент США US20160101991A1 (2016).
8. Патент №2124397 – Адсорбент для очистки от нефтепродуктов.
9. Патент №2137559 – Способ очистки почвы от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.
10. Инновационный патент РК №25271. Способы биорекультивации нефтезагрязненных сточных вод и почв.
11. Отчет ФАО. «Основные аспекты исследования четырех секторов отрасли животноводства в Казахстане. Сектор шерсти.» стр. 17. URL: [https://www.fao.org/fileadmin/user\\_upload/tci/docs/LH4-Wool.pdf](https://www.fao.org/fileadmin/user_upload/tci/docs/LH4-Wool.pdf)

12. Жолыпбаев О.М., Иминова Д.Е., Способ очистки почв от загрязнений нефтью и нефтепродуктами и применение отработанного природного материала; Низамов Р.Х. Очистка нефтезагрязненных вод сорбционными материалами на основе отходов валяльно-войлочного производства. – Автореферат дисс. на соискание ученой степени к.т.н., Казань, 2011.
13. Periolatto M., Gozzelino G. Greasy Raw Wool for Clean-up Process of Marine Oil Spill: from Laboratory Test to Scaled Prototype – Chemical Engineering Transactions, 2015, v. 43, p. 2269-2274; <http://tbsrl.it/en/>
14. Вода. Определение нефтепродуктов методом газовой хроматографии. – ГОСТ 31953-2012.
15. Патент РК №8626. Способ очистки нефтепромысловых сточных вод с овечьей шерстью.

## ҚАБАТТЫ ҚЫСЫМЫН ЖОҒARTY ҮШІН СУДЫ ТАЗАЛАУ ӘДІСІ

Е.М. Сүлеймен, Қ.Ғ. Сатенов

*Өндірілген суды тазарту – мұнай-газ өндіру кәсіпорындары үшін кезек күттірмейтін мәселе.*

*Өндірілген сулар құрамында жалпы қалқымалы қатты заттар, ерімейтін мұнай және органикалық заттар, еріген қатты заттар, сульфатты қалпына келтіретін бактериялар және басқа да қоспалар бар мұнай және газ кен орындарының ортақ ассоциациясы болып табылады. Ағынды суларды тазарту әдістері мен жабдықтарын таңдау олардан мұнай эмульсиясын және суспензия бөлшектерін жоюға негізделген.*

*Қабат қысымын ұстап тұру (ҚҚҰТ) жүйелеріне арналған суды тазартудың жалпы әдістеріне арнайы тұндырғыштар мен тік болат резервуарларда тұндыру, газды флотациялау, центрифугалау, сүзу және химиялық әдістер жатады.*

*Бұл жұмыс қой жүні арқылы өндірілген суды тазарту әдістерін зерттеу нәтижелерін қамтиды.*

**Түйінді сөздер:** суды тазарту, қабат қысымын ұстау (ҚҚҰ), мұнай эмульсиясы, қабат суы, жүн, суды алдын ала шығару қондырғысы (СААШҚ), тік болат резервуар (ТБР), Өзен кен орны, Біріккен Ұлттар Ұйымының Азық-түлік және ауыл шаруашылығы ұйымы (БҰҰ АТАШҰ).

### Информация об авторах

**Сүлеймен Ерлан Мәлсұлы** – эксперт КМГИ, Ye.Suleimen@kmge.kz

**Сатенов Құрмет Ғизатуллаұлы** – эксперт КМГИ, K.Satenov@kmge.kz

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан



# **ЭКОЛОГИЯ И ЭКОНОМИКА**

# ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗА ДОБЫВАЮЩИМИ КОМПАНИЯМИ АО НК «КАЗМУНАЙГАЗ»

Ө.С.Телебай, Г.Е. Дабисов

В настоящее время возросло внимание общественности страны к ценности газа в свете необходимости увеличения поставок газа населению Казахстана и прогнозируемого дефицита газа в перспективе. Краеугольным камнем в вопросе увеличения поставок на внутренний рынок является увеличение цены на попутный нефтяной и свободный природный газ для обеспечения стимулирования добычи газа и ввода новых газовых месторождений.

**Ключевые слова:** эффективность добычи и реализации газа, экономика газового направления, потребление газа, цена на газ недропользователей, раздельный учет расходов на газ

## Введение

Потребление газа в стране растет стремительными темпами, в том числе из-за роста производства на фоне низких тарифов и намерений государства достичь целей углеродной нейтральности. Ожидается дефицит газа в 2025-2029 годах порядка 2 млрд. м<sup>3</sup>, что составит 2-3% от общей добычи газа.

В 2023 году согласно Комплексному плану развития газовой отрасли РК [1], внутреннее потребление и закачка газа в пласт составили по 42%, расход на собственные нужды и экспорт газа по 9%. Основными потребителями на внутреннем рынке являются – население (включая коммунально-бытовые, бюджетные и тепловырабатывающие организации) – 45%, топливно-энергетический комплекс – 33% и промышленные предприятия – 22%.

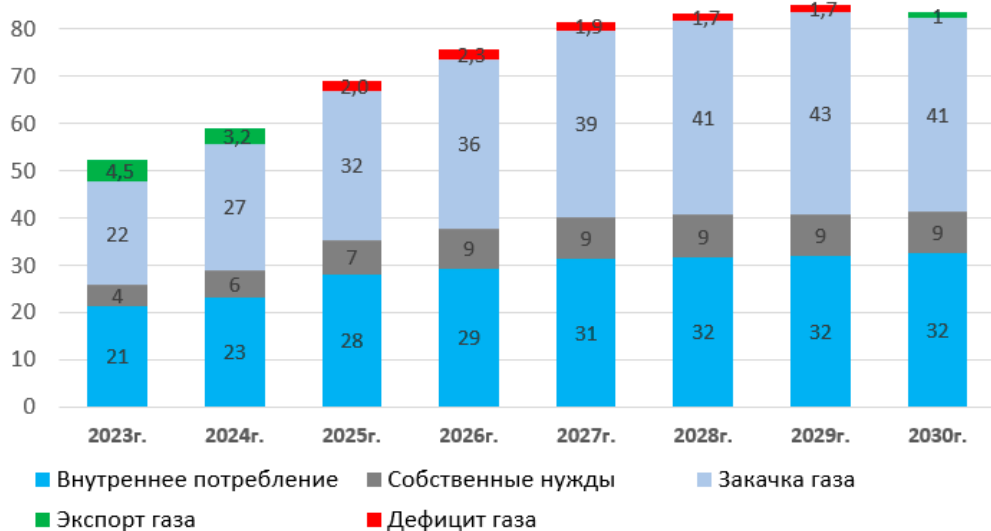
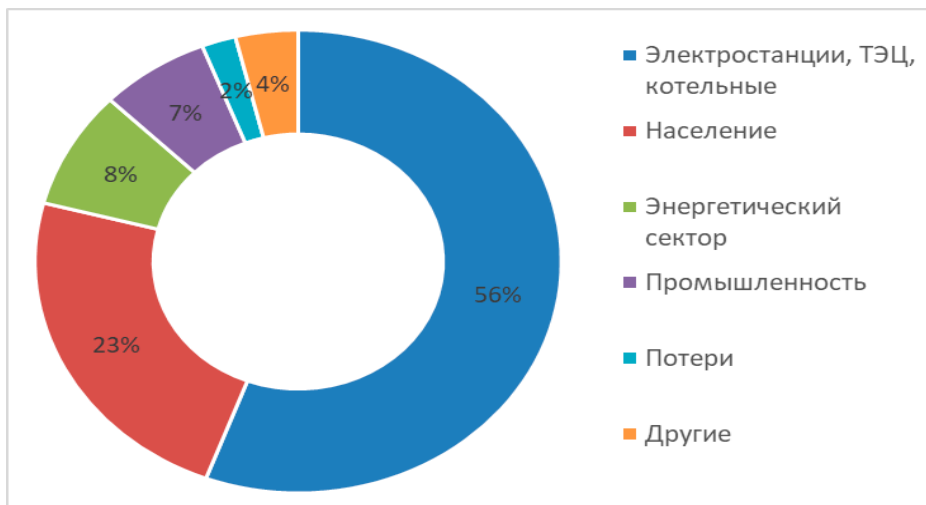


Рис. 1. Использование газа в Казахстане, млрд. м<sup>3</sup> [1]



За период с 2015 по 2022 г. объем внутреннего потребления газа вырос на 68% (2015 г. – 11,5 млрд. м<sup>3</sup>; 2022 г. – 19,3 млрд. м<sup>3</sup>). Доля добычи, переработки и экспорта природного газа в ВВП Казахстана увеличилась с 1,9% в 2019 году до 3% с учетом связанных секторов (нефть, транспорт, переработка).

В 2022 году 81,6% валовой добычи газа РК пришлось на долю крупных проектов ТШО, КПО и NCOC, которыми планируется закачивание существенной части газа обратно в пласт в целях поддержания пластового давления. Следует отметить, что сокращение закачки газа в пласт увеличит темпы падения добычи нефти, экономические потери от которых пока превышают выгоду от реализации дополнительного объема газа.



**Рис. 2. Потребители топливного газа за 2023 год**

*Источник: Бюро национальной статистики РК*

Учитывая рост ценности газа, краеугольным камнем в развитии отрасли являются экономические вопросы его реализации.

Казахстан входит в тройку стран с самым дешёвым газом согласно оценке портала Global Petrol Prices. Так, стоимость газа для населения РК в 2022 году составила 0,006 долларов США за кВт\*ч, что в 3 раза дешевле, чем в Турции, в 8 раз – чем в Китае, в 9 раз – чем в США (рис. 3).

Данные низкие цены формируются за счет весьма низких цен приобретения попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) национальным оператором у недропользователей АО НК «КазМунайГаз» (далее – НК КМГ). При этом цены на ПНГ не повышались более 10 лет, у отдельных недропользователей более 18 лет.

Традиционно, все расходы по газу покрывались за счет нефти, и «дотации» газового направления не оценивались недропользователями НК КМГ в силу работы национального оператора по газу до 2021 года в составе группы НК КМГ.

В долларовом эквиваленте средняя цена реализации газа для промышленных предприятий снизилась на 40% с 83 \$/тыс. м<sup>3</sup> в 2015 г. до 49 \$/тыс. м<sup>3</sup> в 2021 г. (отмечено оранжевым). Средняя цена реализации газа для населения снизилась на 17% с 70 \$/тыс. м<sup>3</sup> в 2015 г. до 58 \$/тыс. м<sup>3</sup> в 2021 г. (отмечено зеленым) (рис. 4).

Цены на природный газ для населения.				
Место	Страна			
1		Иран		0,001
2		Алжир		0,003
3		Казахстан		0,006
4		Россия		0,006
5		Беларусь		0,007
6		Бахрейн		0,013
7		Аргентина		0,014
8		Азербайджан		0,014
9		Бангладеш		0,015
10		Турция		0,018
11		Украина		0,024
12		Малайзия		0,025
13		Тайвань		0,029
14		Тунис		0,030
15		Сербия		0,039
16		Канада		0,047
17		Китай		0,048
18		Словакия		0,053
19		Колумбия		0,054
20		США		0,055

Рис. 3. Цены на газ для населения за 2022 год, долл/кВт\*ч  
Источник: анализ портала Global Petrol Prices

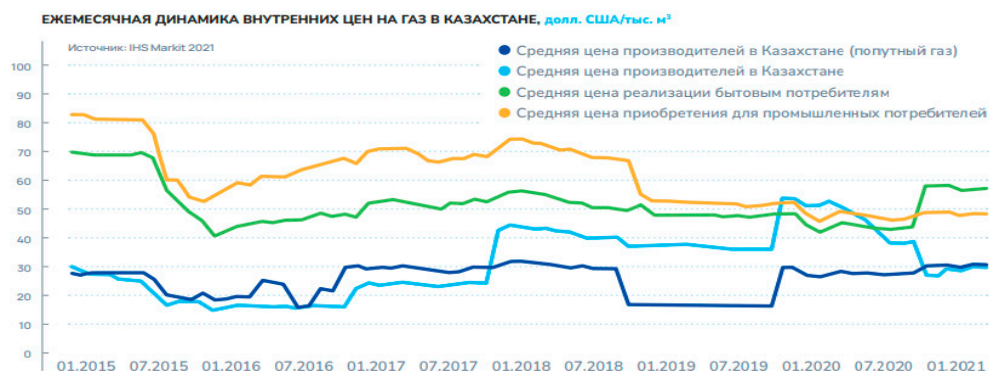


Рис. 4. Динамика внутренних цен на газ в РК в долларовом выражении  
Источник: анализ IHS Markit за 2021 год

Следует отметить, что внедренная в 2023 году формула цены товарного газа, приобретаемого национальным оператором, распространяются только на попутный нефтяной газ контрактов, заключенных после 01.01.2023 г.

Для контрактов на недропользование, заключенных до 01.01.2023 г., повышение закупочной цены ПНГ возможно только для объемов, превышающих среднеарифметическое значение годового объема реализации товарного газа за пять последовательных календарных лет, предшествующих 2023 г.

В связи с этим, операционные нефтедобывающие организации КМГ на зрелой стадии не подпадают под данную норму и цены для них продолжают оставаться крайне низкими.

Ситуация с низкими тарифами на газ не может продолжаться долго, и рост цен в секторе необходим для привлечения инвестиций в отрасль и дальнейшего её развития. Нехватка инвестиционных вливаний в инфраструктуру и мощности приводит к рискам энергетической безопасности страны – очевидным решением рано или поздно должен стать так называемый «тариф в обмен на инвестиции».

### Цена газа в группе КМГ

Что же несет газовое направление для организаций группы КМГ?

Начнем со стоимости приобретения газа национальным оператором, которая как ранее уже отмечалось, является весьма низкой и остается на одном уровне много лет.

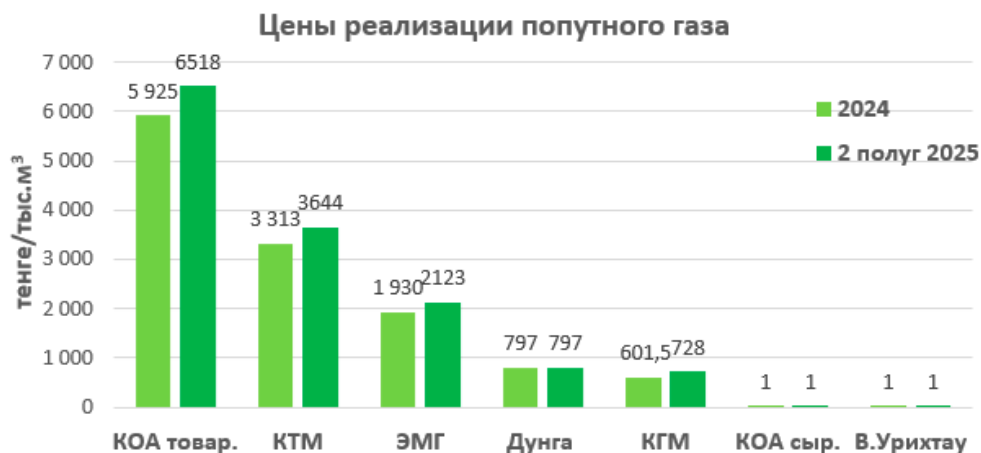


Рис. 5. Цены реализации попутного газа в группе КМГ

Наибольшая цена на подготовленный товарный ПНГ отмечается на м/р Алибекмола в размере 5 925 тенге/тыс. м³ (11,9 \$/тыс. м³ по курсу 500 тенге). При этом у того же недропользователя на м/р Кожасай сырой газ отдается всего по 1 тенге/тыс. м³ (0,002 \$/тыс. м³) в ТОО «GPC», находящемся в доверительном управлении АО «НК Qazaq Gaz».

По такой же цене в размере 1 тенге/тыс. м³ передается в ТОО «GPC» сырой газ с м/р Восточный Урихтау. Данная цена на газ была подписана в рамках необходимости утилизации ПНГ для ускорения начала добычи нефти. При этом АО «Урихтау Оперейтинг» столкнулось с невозможностью расторжения догово-

ра для перехода на переработку ПНГ и продажу уже товарного газа по более выгодной цене.

Наименьшие цены приобретения Qazaq Gaz товарного газа отмечаются:

- в КГМ м/р Акшабулак – 602,5 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (1,2 \$/тыс. м<sup>3</sup>),
- в ЭМГ – 1 930 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (3,9 \$/тыс. м<sup>3</sup>).

Следует отметить, что в 2024 году по итогам тесного взаимодействия Газового блока НК КМГ, отдельных недропользователей с Министерством энергетики РК, впервые получено согласование увеличения цен на ПНГ на 10%:

- для КГМ до 661,65 тенге/тыс. м<sup>3</sup> с 01.07.2024 г. и повторно на 10% до 727,8 тенге/тыс. м<sup>3</sup> с 01.07.2025 г.;
- для ЭМГ, КОА, КТМ с 01.07.2025 г.

### Удельная себестоимость газа в группе КМГ

Переходя от цен реализации к себестоимости газа, представляем анализ удельных расходов по попутному газу (рис. 7).

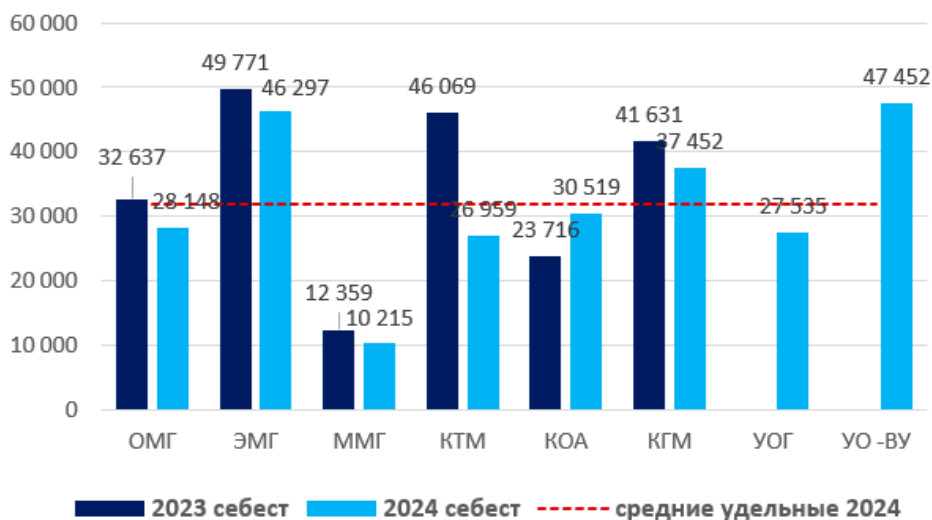


Рис. 6. Удельные расходы по газу за 2023 г. и план на 2024 г., тенге/тыс. м<sup>3</sup>

За 2023 год наибольшие удельные расходы по представленным данным отмечались в:

- ЭМГ в размере 49 771 тг./тыс. м<sup>3</sup> (99,5 \$/тыс.м<sup>3</sup> по курсу 500 тенге),
- КТМ в размере 46 069 тг./тыс. м<sup>3</sup> (92,1 \$/тыс.м<sup>3</sup>),
- КГМ в размере 41 631 тг./тыс. м<sup>3</sup> (83,3 \$/тыс.м<sup>3</sup>).

Данные удельные расходы связаны в основном:

- с содержанием УКПГ / УПГ по подготовке газа в ЭМГ, КГМ,
- небольшими объемами газа КТМ,
- дополнительными расходами на транспортировку и подготовку газа на БГПЗ в ЭМГ, КТМ.

Высокая удельная себестоимость газа УОГ за 2023 г. и попутного газа В. Урихтау на 2024 г. связана с низким объемом добычи газа на начальном этапе проектов.

Усредненная удельная себестоимость попутного нефтяного газа по операционным добывающим компаниям НК КМГ составила за 2023 год 34 364 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (69 \$/тыс. м<sup>3</sup> по курсу 500 тенге) на 2024 год 31 822 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (63 \$/тыс. м<sup>3</sup>).

### Сравнение цены и себестоимости газа

Сравнение цен реализации с удельными расходами на газ показывает значительное превышение расходов по газу над доходами.

Цена попутного газа покрывает расходы на извлечение и транспортировку газа от 1% до 8%.

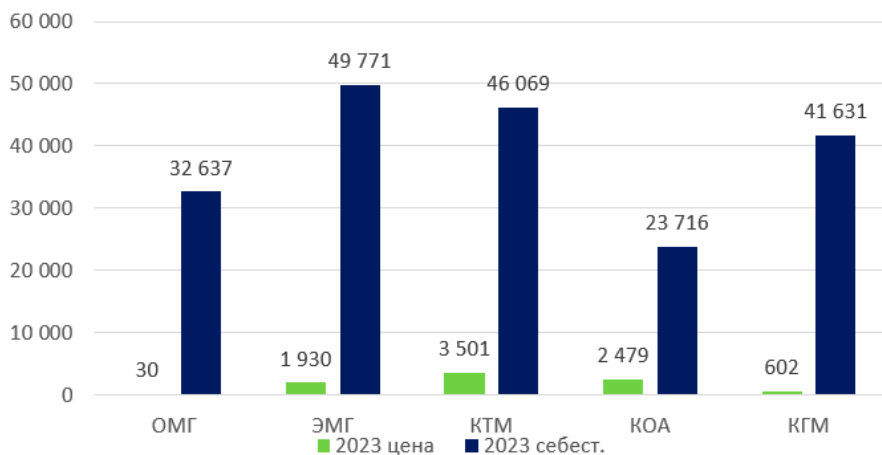


Рис. 7. Цены реализации и себестоимость газа за 2023 г., тенге/тыс. м<sup>3</sup>

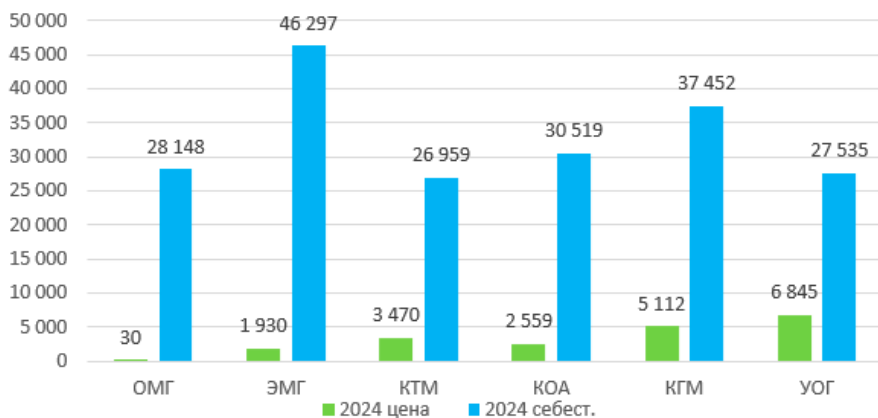


Рис. 8. Цены реализации и себестоимость газа на 2024 г., тенге/тыс. м<sup>3</sup>

\* – по КГМ цена газа показана как средняя по месторождениям Акшабулак и Ю.Аксай, где в 2024 г. была начата добыча свободного природного газа

### Экономика газа в группе КМГ

Общие итоги экономики реализации газа представлены на рис. 10-11.

Доход от реализации попутного нефтяного газа и свободного природного газа по группе НК КМГ в целом по итогам 2023 г. составил 6,9 млрд. тенге и покрыв лишь 17% расходов по газовому хозяйству ДЗО. 83% расходов по газу не покрываются ценой и привели к убыткам в размере 29 млрд. тенге (по 7 операционным ДЗО с учетом доли НК КМГ).

На 2024 год доходы планировались в размере 8,9 млрд. тенге, что покрывает 20% расходов, 80% расходов не покрываются ценой и приведут к убыткам в размере 35,7 млрд. тенге (по 8 операционным ДЗО с учетом доли КМГ (добавлен Урихтау)).

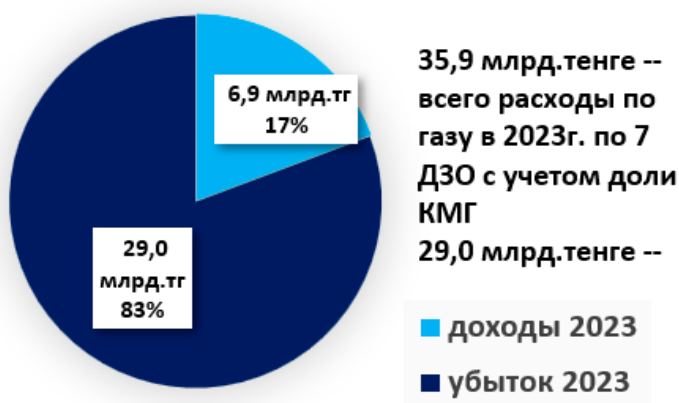


Рис. 9. Доля расходов по газу, не покрываемая доходами от реализации газа – факт за 2023 г.



Рис. 10. Доля расходов по газу, не покрываемая доходами от реализации газа – план на 2024 г.

Как показывает анализ, убытки от реализации газа обусловлены, в основном, следующими показателями:

– **КОА:**

- передача большей части газа (58%) практически бесплатно, по 1 тг./тыс. м<sup>3</sup> в GPC;
- содержание и обслуживание собственного УПГ.

– **КГМ:**

- реализация всего объема газа по минимальной цене 601,5 тг./тыс. м<sup>3</sup> в QazaqGaz;
- содержание и обслуживание собственных двух УКПГ.

– **ЭМГ:**

- реализация всего объема газа по низкой цене 1930,4 тг./тыс. м<sup>3</sup> в QazaqGaz;
- содержание и обслуживание собственных трех УКПГ;
- повышение тарифа ТОО «Varro Operating Group» на транспортировку и подготовку газа на БГПЗ, стоимость в 2023 г. 8 780 тг./тыс. м<sup>3</sup>, в 2024 г. 10 272,55 тг./тыс. м<sup>3</sup>;
- отсутствие возможности реализации газа м/р Гран, Ю-В. Новобогатинское, Уз и расходы на утилизацию газа;

– **ОМГ:**

- реализация всего объема газа по минимальной цене 29,81 тг./тыс. м<sup>3</sup> в КазГПЗ;
- реализация минимального объема конденсата по низкой цене в КазГПЗ.

– **КТМ:**

- реализация газа в Мангистауской области по низкой цене 3 301 тг./тыс. м<sup>3</sup> в QazaqGaz;
- отсутствие возможности реализации газа в Актыбинской области и расходы на утилизацию газа;
- повышение тарифа ТОО «Varro Operating Group» на транспортировку и подготовку газа на БГПЗ, стоимость в 2023 г. – 8 780 тг./тыс. м<sup>3</sup>, в 2024 г. – 10 272,55 тг./тыс. м<sup>3</sup>.

### **Проблемы газового направления группы КМГ**

Как видим, основной причиной убытков по газу является низкая цена на газ и высокие расходы на подготовку газа.

При сохранении данной практики, к 2030 году убытки НК КМГ по газовому направлению могут достигнуть порядка 60 млрд. тенге.

Следует отметить, что приведенные удельные расходы части ДЗО не отражают полных расходов по газу в связи с отсутствием должного разделения расходов на добычу попутного газа.

Определение финансово-экономического положения недропользователей при добыче и последующей реализации газа на сегодняшний момент возможно лишь приблизительно и включает неполный цикл расходов. Это связано со сложностью разделения расходов на добычу попутного нефтяного газа из общих расходов с добычей нефти, а также разделения расходов на добычу свободного природного газа из общих расходов с конденсатом. Кроме того, замораживание АО «КазТрансГаз»/АО НК «Qazaq Gaz» цен на газ на одном уровне более 10 лет для недропользователей, не возмещавших и минимальной части расходов на газ, привело к отсутствию мотивации по определению расходов на добычу газа.



Также существует сложность оценки разделения расходов между конечными продуктами после подготовки газа.

Следует отметить, что часть недропользователей (ОМГ, ЭМГ, ММГ) для определения себестоимости реализованного газа не осуществляют разделение расходов на добычу попутного нефтяного газа и относят все расходы на добычу пластового флюида на нефть. К ПНГ этими организациями относятся только расходы на подготовку и транспортировку.

Другая часть недропользователей (КГМ, КОА, КТМ) проводят процентное распределение расходов на добычу между нефтью и ПНГ, исходя из среднего коэффициента перевода газа в тонны нефтяного эквивалента. УОГ проводит процентное разделение расходов на добычу между конденсатом и газом, исходя из компонентного состава флюида.

Сравнение подходов ДЗО в разделении расходов на газ в управленческом учете приведено в табл. 1.

**Табл. 1. Подходы ДЗО в разделении расходов на газ в управленческом учете**

№	НДО	Разделение расходов на добычу между нефтью и ПНГ для определения себестоимости газа	Учет расходов на добычу свободного газа, деление между конденсатом и газом для определения себестоимости газа
1	ОМГ	нет	да
2	ЭМГ	нет	-
3	ММГ	нет	да
4	КБМ	нет	-
5	КТМ	да	-
6	КОА	да	-
7	КГМ	да	да
8	УОГ	-	да
9	УО – В.Урихтау	да	-
10	Дунга	нет	

Таким образом, структура учета расходов по ДЗО существенно отличается, что приводит к разным финансово-экономическим результатам деятельности по газу.

В связи с этим, имеется необходимость разработки единого подхода по НК КМГ в разделении /отнесении расходов между нефтью и ПНГ, конденсатом и свободным газом для определения себестоимости реализованного сырого газа, а также разделении расходов между конечными продуктами после подготовки газа.

### **Заключение**

Исходя из вышеизложенного, для повышения экономической привлекательности газового направления НК КМГ предлагаются следующие меры.

**1. Пересмотр стоимости попутного нефтяного газа** – учитывая высокие убытки и отсутствие роста тарифов в течение длительного времени, НК КМГ следует продолжить работу, начатую Газовым блоком по исключению 10%-ого ограничения повышения цен закупа газа и возможности включения 20%-ого повышения цен закупа газа для организаций с наиболее низкой ценой. Отдельного рассмотрения требует вопрос повышения стоимости реализации сырого газа более 1 тенге.

**Табл. 2. Суммарные убытки отдельных ДЗО НК КМГ по газу**

2023 год	Доходы ГАЗ всего	Расходы ГАЗ всего	Прибыль / убыток по газу на долю КМГ
ЭМГ	253 472	10 132 487	-9 879 014
КТМ	248 651	2 789 451	-2 540 800
КОА	1 811 820	19 047 701	-8 617 941
КГМ	101 341	9 293 574	-4 596 117

**2. Внедрение новой формулы цены свободного газа** – как известно месторождения свободного природного газа не имеют нефти для покрытия части убытков, как происходит по попутному нефтяному газу, а содержание конденсата не так существенно.

Опираясь на утвержденную формулу цены товарного газа из ПНГ, в 2024 г. были разработаны и направлены в МЭ РК предложения по цене товарного газа из свободного природного газа.

Предлагалось рассмотреть внедрение новой формулы цены свободного газа по аналогии с формулой цены попутного нефтяного газа, с внесением следующих изменений и дополнений:

- 1) увеличить коэффициент сложности – оценивать по 5 показателям ( $K_{\text{сложности}}$ );
- 2) включить индексацию цены газа ( $K_{\text{индекс}}$ ).

$$P_c = \{ [70\%] \cdot (P_{\text{ЭКСПОРТ}} - M - T_{\text{ЭКСПОРТ}} - T_{\text{INVEST}}) \cdot K_{\text{сложн}} + [30\%] \cdot P_{\text{ВНУТР}} \}$$

$K_{\text{индекс}}$

где:

$P_c$  – цена товарного газа газоконденсатных месторождений, из газовых залежей и газовых шапок, приобретаемого национальным оператором в целях обеспечения страны газом, за тысячу кубических метров;

$P_{\text{ЭКСПОРТ}}$  – экспортная цена товарного газа на границе РК с КНР, среднеарифметическая за предыдущий квартал, тг./тыс. м<sup>3</sup>;

$P_{\text{ВНУТР}}$  – среднеарифметическое значение предельных цен оптовой реализации товарного газа на внутреннем рынке на текущий год, тг./тыс. м<sup>3</sup>;

$M$  – рентабельность национального оператора до 10% от текущей экспортной цены товарного газа на границе РК с КНР за вычетом расходов на транспортировку товарного газа по системе магистральных газопроводов от недропользователя до границы с КНР, тг./тыс. м<sup>3</sup>;

$T_{\text{ЭКСПОРТ}}$  – расходы на транспортировку товарного газа по магистральным газопроводам от недропользователя до границы с КНР, тг./тыс. м<sup>3</sup>;

$T_{\text{INVEST}}$  – расходы на транспортировку товарного газа до планируемого места его реализации национальному оператору, определяемые на основании тарифов, утвержденных уполномоченным органом, осуществляющим руководство в сферах естественных монополий и на регулируемых рынках, тг./тыс. м<sup>3</sup>;

$K_{\text{СЛОЖН}}$  – коэффициент сложности разработки месторождения и переработки газа – коэффициент сложности путем перемножения 5 показателей: 1)  $K_1$  – уровень сероводорода более 7 мг/м<sup>3</sup>; 2)  $K_2$  – глубина залегания более 1500 м; 3)  $K_3$  – дальность транспортировки до магистрального газопровода более 60 км; 4)  $K_4$  – запасы газа менее 20 млрд. м<sup>3</sup>; 5)  $K_5$  – вид залежи: а) газоконденсатные месторождения/залежи, имеющие конденсат более 200 мг/м<sup>3</sup>; б) газовые залежи и газовые шапки, имеющие конденсат менее 200 мг/м<sup>3</sup>, в) морские газоконденсатные, газовые залежи и газовые шапки;

$K_{\text{ИНДЕКС}}$  – коэффициент индексации цены от года расчета до года передачи газа, определяемый как среднеарифметическая индексация за 5 лет планируемого периода, взятая усредненно за каждый год, согласно последнему Прогнозу социально-экономического развития Республики Казахстан на среднесрочный период, размещенного на официальном web-сайте Министерства национальной экономики Республики Казахстан.

Коэффициент сложности определять методом перемножения 5 показателей:

$$K_{\text{СЛОЖН}} = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5$$

где:

$K_1$  – содержание сероводорода в пластовом флюиде:

- ♦ 1,0 – менее 7 мг/м<sup>3</sup> (или 0,0005 мол. %);
- ♦ 1,1 – от 7 мг/м<sup>3</sup> до 3,5 мол. %;
- ♦ 1,2 – более 3,5 мол. %.

$K_2$  – глубина самой верхней точки выявленной залежи (м/р):

- ♦ 1,00 – до 1500 м;
- ♦ 1,10 – от 1501 до 3000 м;
- ♦ 1,20 – от 3001 м и более.

$K_3$  – дальность транспортировки до магистрального газопровода:

- ♦ 1,0 – менее 10 км;
- ♦ 1,1 – более 10 до 60 км;
- ♦ 1,2 – более 60 до 100 км;
- ♦ 1,3 – более 100 км.

$K_4$  – начальные извлекаемые запасы:

- ♦ 1,0 – более 20 млрд. м<sup>3</sup>;
- ♦ 1,1 – менее 20 млрд. м<sup>3</sup>;
- ♦ 1,2 – менее 10 млрд. м<sup>3</sup>.

$K_5$  – Вид месторождения:

- ♦ 1,0 – газоконденсатные месторождения/залежи на суше с содержанием потенциально-стабильного конденсата 200 и более мг/м<sup>3</sup>;
- ♦ 1,1 – газовые залежи и газовые шапки на суше с содержанием потенциально-стабильного конденсата менее 200 мг/м<sup>3</sup>;

- ◆ 1,2 – морские газоконденсатные, газовые месторождения/залежи и газовые шапки.

**3. Преференции для повышения инвестиционной привлекательности газовых проектов** – провести работу по предоставлению преференции для газовой отрасли, а также строительства газотранспортной инфраструктуры за счет бюджета, что позволит осуществить реализацию отложенных газовых проектов:

- освобождение от налога на имущество и земельного налога;
- освобождение от уплаты НДС и пошлины при импорте 0% (в т.ч. на оборудование и реагенты для работы установок по подготовке газа);
- возможность 100%-го экспорта продуктов газопереработки: сжиженного углеводородного газа и конденсата;
- строительство газотранспортной инфраструктуры за счет бюджета;
- меры государственной поддержки перехода транспорта на использование СПГ (сжиженного природного газа);
- меры государственной поддержки отечественных производителей по развитию газохимии.

**4. Разработка Методики разделения расходов по газу и внедрение раздельного учета расходов на газ** – позволит оценить убытки от реализации газа и инициировать меры по снижению убытков.

Требуется разработать единый подход в принципах разделения расходов на добычу газа от нефти и конденсата, наладить раздельный учет расходов на разработку товарного газа и других продуктов переработки, а также по подготовке/переработке газа в разрезе УКПГ. Следующим шагом будет автоматизация раздельного учета расходов по газовому производству.

Также рекомендуется выделить отдельный блок информации в квартальных и годовых отчетах ДЗО по исполнению бюджета, а также в аудированной и предварительных финансовых отчетностях по анализу прибылей/убытков и основных статей расходов по газу и видам продукции из газа.

#### **Список используемой литературы**

1. Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022-2026 годы. – Постановление Правительства Республики Казахстан от 18 июля 2022 года № 488.

## **«ҚАЗМҰНАЙГАЗ» ҰК АҚ ӨНДІРУШІ КОМПАНИЯЛАРЫНЫҢ ГАЗ САТУЫНЫҢ ЭКОНОМИКАЛЫҚ АСПЕКТІЛЕРІ**

**Ө.С.Төлебай, Г.Е. Дабисов**

*Қазіргі уақытта Қазақстан халқын газбен қамтамасыз етуді ұлғайту қажеттілігі мен болашақта болжанып отырған газ тапшылығын ескере отырып, жұртшылықтың газдың құндылығына назары артты. Ішкі нарыққа жеткізілімдерді ұлғайту мәселесіндегі іргетас газ өндіруді ынталандыруды және*

жаңа газ кен орындарын енгізуді қамтамасыз ету үшін ілеспе мұнай мен бос табиғи газ бағасын көтеру болып табылады.

**Түйінді сөздер:** газды өндіру мен өткізу тиімділігі, газ секторының экономикасы, газды тұтыну, жер қойнауын пайдаланушылардың газ бағасы, газ шығындарының бөлек есебі

### Информация об авторах

**Төлебай Өміргүл Смағұлқызы** – эксперт управления экономических исследований, [O.Tolebay@kmge.kz](mailto:O.Tolebay@kmge.kz)

**Дабисов Гани Есенаманович** – начальник управления экономических исследований, [G.Dabissov@kmge.kz](mailto:G.Dabissov@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

## ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА БЕРЕЖЛИВОГО ПРОИЗВОДСТВА

**А.К. Калданов**

*В настоящей работе проведены исследования, направленные на адаптацию принципов бережливого производства к специфике добычи нефти и газа. В частности, проведены наблюдения за рабочим днем операторов добычи нефти и газа, анализ их маршрутов и операций, а также выполнены расчеты по оптимизации рабочих процессов. Целью проведения исследований была оценка загруженности операторов при выполнении ежедневных обходов ежесменных заданий, а также равномерное их распределение по групповым установкам.*

*Результаты исследования позволили определить направления для оптимизации рабочих процессов, повышения производительности труда операторов добычи нефти и газа и более равномерной загрузки.*

**Ключевые слова:** бережливое производство, удельная численность, концепция Lean, операторы, плотность, средняя дистанция.

### Введение

Теория и практика бережливого производства стали основой для повышения эффективности и производительности в различных отраслях промышленности, включая нефтегазовую сферу, но, к сожалению, еще не применяется на нефтегазодобывающих предприятиях. Бережливое производство направлено на минимизацию потерь и максимизацию ценности для конечного потребителя, что особенно важно в условиях высококонкурентной среды и растущих требований к снижению себестоимости продукции.

### 1. Введение в теорию и практику бережливого производства

Экономия ресурсов – ключевая задача любого производственного процесса, особенно в таких энергоёмких отраслях, как нефтегазовая. Один из наиболее эффективных способов минимизации потерь на производстве – это внедрение концепции «бережливого производства». Эта методология направлена на максимальное использование всех ресурсов предприятия, сокращение непроизо-

дительных потерь и снижение затрат на всех этапах производственного цикла [1].

Бережливое производство (англ. lean production, lean manufacturing, от lean-«тощий», «рациональный») представляет собой философию управления предприятием, которая фокусируется на постоянном стремлении к устранению всех видов потерь. Данная концепция не ограничивается только оптимизацией бизнес-процессов с целью снижения затрат и уменьшения потерь, но и предполагает активное вовлечение всех сотрудников компании в процессы улучшения, с целью максимального удовлетворения потребностей клиентов [2].

Концепция Lean была впервые предложена и реализована в 1950-е годы японской корпорацией Toyota, и с тех пор она успешно применяется в различных отраслях по всему миру. В производственном комплексе Toyota менеджеры выявили потери временных, трудовых, материальных ресурсов на различных этапах производственного процесса и разработали методы для их сокращения. В результате японское слово «muda», означающее расточительство, убытки и отходы, стало синонимом производственных потерь [3].

Философия «бережливого производства» начала применяться и в других компаниях, в разных сферах по всему миру. Так появились даже такие направления как «бережливый сервис», «бережливое строительство», «бережливый офис», «бережливое здравоохранение», «бережливое управление государством» и т.д.

В производственной сфере концепция Lean направлена на минимизацию потерь, что позволяет повысить конкурентоспособность продукции. Ключевым ориентиром в этой философии является создание ценности для потребителя на каждом этапе технологического процесса, а также снижение себестоимости продукции. Основная цель заключается в постоянном сокращении потерь, так как любые действия, которые расходуют ресурсы, но не добавляют ценности продукту, например, брак, отходы, неэффективное использование рабочего времени или нерациональные складские издержки, увеличивают стоимость конечного продукта, что в итоге ложится на плечи потребителя.

Согласно концепции бережливого производства, все производственные процессы можно разделить на операции, которые добавляют ценность конечному продукту, и те, которые её не добавляют и должны быть постепенно устранены.

Система управления производством на основе философии Lean включает в себя следующие ключевые составляющие:

- стратегия развития предприятия основывается на идеологии бережливого производства с постоянным совершенствованием подходов к «бережливости».
- использование командной работы, инновационных решений и рационализаторских предложений.
- снижение затрат и непроизводственных потерь, оптимизация бизнес-процессов, интенсивный обмен информацией между всеми подразделениями и сотрудниками.
- эффективное управление всеми видами ресурсов предприятия с ориентацией на создание ценности для потребителя и заказчика [4].

В производственном процессе выделяют семь основных видов потерь:

1. Перепроизводство;
2. Излишние этапы обработки продукции;
3. Временные потери;
4. Неэффективные перемещения;

5. Потери, связанные со складской логистикой;
6. Производство продукции с дефектами;
7. Потери при транспортировке.

Потери, связанные с перепроизводством, возникают из-за производства большего объёма продукции, чем требуется конечным потребителям. Это приводит к нерациональному использованию всех ресурсов предприятия, когда затраты на производство превышают доходы от реализации, что в свою очередь вызывает затоваривание и увеличивает себестоимость продукции.

Потери, связанные с избыточными этапами обработки продукции, происходят из-за использования производственных и других ресурсов на выполнение дополнительных операций. Важно, чтобы на каждом последующем этапе производства продукция соответствовала высоким стандартам качества, исключая необходимость её переделки и доработки. Контроль качества должен быть максимально оперативным и эффективным, чтобы минимизировать эти потери [5].

Потери рабочего времени часто связаны с ожиданием – это время, в течение которого рабочие и оборудование простаивают, что приводит к недополучению продукции или услуг, которые могли быть произведены. В таких ситуациях также можно выделить нерациональное использование рабочего времени, выполнение непроизводительных задач и нерегламентированные перерывы. Впрочем, существуют и потери, происходящие не по вине работников, такие как аварии, поломка оборудования, задержки в поставках материалов, чрезмерные совещания, недостаточно чёткие указания от руководства, требующие дополнительных разъяснений, плохое планирование работ или неэффективное взаимодействие с контрагентами.

Потери из-за ненужных перемещений возникают, когда рабочие, материалы или продукция перемещаются на большие расстояния, чем необходимо для бесперебойного производства. Важно обеспечить доставку необходимых ресурсов прямо в зоны ответственности, что требует чётко настроенных и эффективных логистических процессов [4].

Потери в складской логистике чаще всего связаны с накоплением излишних запасов, неэффективным использованием складских площадей, потерями времени на поиск нужных материалов, а также с длительными погрузочно-разгрузочными операциями.

Потери, связанные с выпуском продукции с браком или дефектами, приводят к неэффективному расходованию материальных и трудовых ресурсов, затраченных на производство таких изделий, а также к необходимости использования дополнительных ресурсов для устранения дефектов или утилизации негодной продукции.

Потери при транспортировке включают не только возможные физические потери сырья, материалов, упаковки или готовой продукции, но и потерю времени и топлива из-за недостаточной оптимизации маршрутов.

Кроме того, часто возникают потери, связанные с использованием информационных ресурсов (например, дублирование документов или медленная обработка данных), и потери трудовых ресурсов (недостаточная загрузка сотрудников или их перегрузка, что снижает их работоспособность и производительность труда при отсутствии адекватной мотивации). Недооценка творческого и рационализаторского потенциала сотрудников также может привести к потерям.

Все эти потери необходимо своевременно выявлять и устранять, чтобы минимизировать неэффективное использование рабочего времени, оборудования,



складских площадей, транспорта, а также потери сырья, материалов и энергии. Важно также повышать заинтересованность сотрудников в разработке собственных решений, инноваций и рационализаторских предложений. Эффективная командная работа, проектный подход и стимуляция внедрения «бережливых» идей сотрудников помогут снизить уровень отходов и улучшить производственные процессы.

Философия бережливого производства также актуальна для нефтегазовых компаний, где потери могут возникать на всех стадиях технологического процесса. Основными продуктами этих компаний являются нефть, природный и попутный газ. Потери углеводородов могут происходить на различных этапах, включая бурение скважин, добычу нефти и газа, их хранение и транспортировку.

Основное отличие производственной системы в нефтегазовом секторе заключается в её непрерывности, высокой технологичности и практически полной автоматизации. Процесс состоит из нескольких взаимосвязанных этапов, где продукт на каждом этапе может служить либо сырьём для следующего процесса, либо готовым продуктом для продажи, транспортировки или хранения. Процесс производства готовой продукции на нефтегазодобывающих предприятиях включает смешение различных компонентов, таких как сырая нефть и природный газ, с добавлением специфических присадок, предназначенных для улучшения характеристик продукции, например, увеличения её устойчивости к окислению или повышения вязкости. В дополнение к основным производственным процессам также функционируют вспомогательные и обслуживающие службы, такие как ремонтные работы, транспортное хозяйство, системы водо- и энергоснабжения, строительные участки и разведочные работы. Качество и объём готовой продукции, такой как бензин, масла и дизельное топливо, зависят от качества исходного сырья – нефти.

При добыче нефти и газа на месторождениях возможными источниками производственных потерь являются объекты, отвечающие за обустройство месторождений и проведение сепарации (разделения) нефти, газов и попутной пластовой воды. К таким объектам относятся:

- Устройства (установки) для предварительного сброса воды;
- Нефтегазовые сепараторы, которые входят в состав дожимных насосных станций;
- Фланцевые соединения и сальниковые уплотнения открытой запорной арматуры;
- Сепараторы, в которых газ сбрасывается на факел, а жидкость не утилизируется из конденсатосборников;
- Отстойники или резервуары для очистки и подготовки сточных вод;
- Другие виды оборудования, которые могут подвергаться утечкам углеводородов, загрязнению сырья, испарению паров и прочим проблемам по естественным или техническим причинам.

На поверхности скважин поднимается сложная смесь жидкостей и газов, требующая сепарации и очистки, что также приводит к определённым потерям. Нефтесодержащие жидкости могут содержать механические примеси – песчинки, глину и растворённые соли. Потери нефти могут быть связаны с недостатками в процессе очистки, вызванными, например, неправильной установкой скважины, что затрудняет извлечение нефти без примесей [2].

При добыче и хранении нефти и нефтепродуктов также возможно испарение на открытом воздухе, особенно легких углеводородов, которые являются

ценным сырьём для нефтеперерабатывающей промышленности. Потери этих лёгких фракций приводят к снижению качества нефтепродуктов.

Качественные потери могут возникать из-за загрязнения или смешивания нефтепродуктов при их транспортировке, особенно при перекачке различных видов сырья по одному трубопроводу, что также снижает качество конечного продукта.

Таким образом, потери на нефтегазовых предприятиях включают не только потери рабочего времени, неэффективную логистику и большие отходы при добыче и обработке продукции, но и потери углеводородного сырья на всех этапах – добычи, очистки, переработки, хранения и транспортировки.

Для оценки производственных потерь нефтегазового предприятия по их видам можно использовать таблицу, представленную ниже (табл. 1) [6].

**Табл. 1. Виды потерь и методы их определения**

Вид потерь	Методы определения потерь	Источники информации
Перепроизводство	Инвентаризация, расчет экономии ресурсов при производстве	Регистры бухгалтерского учета, калькуляционные карты, плановые и фактические показатели производства
Снижение производительности труда	Расчет производительности труда	Отчет о финансовых результатах, штатное расписание
Излишние перемещения	Наблюдение, хронометраж, фотография рабочего времени, опросы рабочих и руководителей	Карты хронометража, анализ результатов опросов
Излишние запасы	Инвентаризация, расчет экономии ресурсов при производстве и логистике	Инвентаризационные карты, регистры бухгалтерского учета
Избыточные проверки и контроль	Наблюдение, хронометраж, фотография рабочего времени	Карты хронометража, анализ результатов опросов
Ожидание	Наблюдение, хронометраж, фотография рабочего времени	—
Потери добычи нефти при ее извлечении	Сравнение плановых и фактических объемов нефти	Нормы добычи нефти из скважины, плановый дебит скважины
Потери нефти при хранении	—	Ведомости взвешивания нефти
Потери при транспортировке нефти	—	Транспортные накладные
Потери при очистке нефти	—	Регистры бухгалтерского учета, калькуляционные карты, плановые и фактические показатели производства

Внедрение принципов бережливого производства в нефтегазовом секторе предполагает усиление контроля над расходованием ресурсов и поиск внутренних резервов для снижения затрат. Снижение затрат при производстве

нефтепродуктов включает в себя оптимизацию времени, затрачиваемого на строительство и бурение скважин, снижение аварийности, а также уменьшение расходов на материалы и крепление. Современные средства автоматизации и инновационные технологии также способствуют снижению себестоимости добычи углеводородов и уменьшению отходов. В частности, это включает внедрение передовых технологических процессов для добычи тяжелых (сланцевых) углеводородов, разработку новых видов высокочистых нефтепродуктов, а также повышение уровня механизации и автоматизации на всех этапах производства.

В контексте бережливого производства в нефтегазовой сфере можно применять практически все инструменты и проверенные Lean-технологии:

1. Картирование потока создания ценности. Этот метод включает моделирование и анализ последовательности создания продукта и оценки его конечной ценности для клиента. В качестве клиента могут выступать не только конечные потребители углеводородного сырья или нефтепродуктов, но также менеджмент, учредители предприятия и сотрудники. Картирование потока создания ценности помогает выявить потери на всех стадиях производства и на различных участках, таких как добыча, транспортировка, хранение, вспомогательные процессы и управление персоналом [7].
2. Визуальное управление. Это включает наглядную визуализацию процессов, компьютеризацию управления, а также создание аналитических отчетов и справок в режиме онлайн. Такой подход помогает анализировать и сокращать непроизводительное время, улучшать информационное обеспечение персонала и сокращать время, затрачиваемое на совещания.
3. Использование стандартных операционных процедур (СОП) и стандартных операционных карт (СОК). Формализация оптимальных способов выполнения операций и функций. Это обеспечивает единообразие и эффективность в проведении задач и процессов.
4. 5С (сортировка, соблюдение порядка, содержание в чистоте, стандартизация, совершенствование). Метод, который обеспечивает рациональную организацию рабочего места и эффективное использование пространства. Это помогает выявлять и устранять потери, связанные с поиском инструментов, заданиями и избыточным перемещением материалов и продукции.
5. Быстрая переналадка оборудования (SMED). В нефтегазовой отрасли этот метод включает набор методов и процессов, которые сокращают время на подготовку и наладку оборудования, инструмента, а также на вызов ремонтных бригад для устранения неисправностей и аварий.

Для нефтегазового предприятия в рамках концепции бережливого производства целесообразно внедрить следующие мероприятия по направлениям производственных процессов:

1. Повышение операционной и функциональной эффективности системы управления запасами:
  - Обеспечение поставок точно в срок;
  - Совершенствование учета материальных потоков;
  - Моделирование и математическая оптимизация ключевых процессов;
  - Сокращение сроков поставок до двух дней;

- Строгое соблюдение условий договоров;
  - Внедрение системы календарного планирования в сотрудничестве с контрагентами;
  - Минимизация складских запасов.
2. Безопасное производство:
    - Непримируемость к нарушениям норм безопасности труда на всех уровнях производства;
    - Пример и ответственность руководства;
    - Централизованный учет мероприятий по охране труда.
  3. Совершенствование учета материальных потоков:
    - Ведение онлайн-карт местонахождения ресурсов и продукции;
    - Полный весовой контроль материальных потоков;
    - Обновление оборудования скважин для уменьшения потерь добываемого сырья.
  4. Развитие профессионального персонала:
    - Вовлечение сотрудников в процессы снижения потерь и затрат, материальное стимулирование за рационализаторские разработки, инновации и выполнение планов по снижению затрат;
    - Персонализированное управление ресурсами.
  5. Повышение прозрачности системы закупок:
    - Усиление прозрачности и управляемости предприятия;
    - Сокращение числа посреднических организаций и контрагентов;
    - Регулярный мониторинг поставщиков, поставок и выполнения условий договоров.
  6. Персонализация управления ресурсами:
    - Выделение центров возникновения затрат (ответственных подразделений);
    - Оснащение автоматизированными и цифровыми средствами для измерения расхода ресурсов на всех этапах производства;
    - Определение ответственности персонала;
    - Мотивация сотрудников за рациональное использование ресурсов и снижение отходов.

В дополнение, для нефтегазового предприятия можно также предложить внедрение автоматизированной платформы системы энергетического менеджмента, целью которой являются:

- Реализация энергосберегающих мероприятий;
  - Накопление и масштабирование лучших практик в области энергосбережения;
  - Обеспечение информацией о затратах энергоресурсов в автоматизированных системах управления;
  - Оптимизация бизнес-процессов управления энергосбережением;
  - Снижение объемов аварийных потерь энергии и воды;
  - Организация системы энергоменеджмента на предприятии.
- Для снижения внеплановых простоев оборудования и потерь рабочего времени следует разработать комплекс мероприятий, включающий:
1. Модернизацию оборудования: замена устаревшей техники на новую, более современную и автоматизированную.
  2. Повышение квалификации персонала: обучение сотрудников, обслуживающих технику, и рабочих, работающих с оборудованием.

3. Совершенствование программы планово-технического обслуживания и ремонта: улучшение процедур обслуживания и ремонта для повышения надежности оборудования.
4. Механизацию и автоматизацию производственных процессов:
  - Автоматизированный сбор данных о работе оборудования;
  - Систематизация ремонтных процессов;
  - Подробная визуализация работы оборудования в 3D-формате;
  - Идентификация мест возможных дефектов;
  - Внедрение единой информационной базы данных о состоянии оборудования на основе датчиков, контроллеров и удаленных систем диагностики;
  - Установка стендов для диагностики типового оборудования;
  - Усиление контроля за проведением ремонтных работ;
  - Приобретение современных инструментов для оперативного ремонта и диагностики с минимизацией времени простоя оборудования.

Современные цифровые технологии значительно улучшают безопасность работы персонала, уменьшают влияние человеческого фактора и повышают надежность за счет ранней диагностики и своевременного обнаружения потенциальных неисправностей. Персонал, работающий в опасных зонах, оснащается различными датчиками, которые контролируют состояние здоровья и подают сигналы при возникновении проблем или нестандартных ситуаций. Это способствует снижению числа несчастных случаев, уменьшению потерь рабочего времени и увеличению производительности труда.

Эффективность производства можно повысить за счет устранения и сокращения потерь с применением инструментов бережливого производства. Снижение себестоимости добычи нефтепродуктов достигается через экономию времени на строительство и бурение, снижение аварийности, оптимизацию расходов на ресурсы и устранение непроизводительных потерь. Внедрение комплекса организационно-технологических мероприятий, направленных на сокращение простоев оборудования и потерь рабочего времени в нефтегазовых компаниях, позволит повысить эффективность и безопасность эксплуатации технологического оборудования. Это приведет к увеличению безаварийности и надежности оборудования, снижению простоев, увеличению времени работы персонала и повышению производительности труда.

Кроме того, современные средства автоматизации и инновационные технологии помогут снизить себестоимость добычи углеводородов. Включение современных технологических процессов, выпуск новых высококачественных нефтепродуктов, улучшение существующих производств и буровых установок, а также повышение уровня механизации и автоматизации производства будут способствовать этому.

### **Ход исследования**

#### **1. Оценка фонда скважин цеха добычи нефти и газа Х (далее – ЦДНГ-Х)**

Перед проведением работ был оценен фонд скважин всех пяти групповых установок (далее – ГУ) ЦДНГ-Х. Всего в фонде ЦДНГ-Х 29 шт. замерных и групповых замерных установок (далее – ЗУ/ГЗУ) и 358 скважин, из которых: нефтяных – 331 шт., в том числе в работе – 307 шт., в простое – 14 шт., в бездействии – 9 шт., в освоении – 1 шт.; контрольных – 27, в том числе в работе – 9 шт., в простое – 18 шт. (табл. 2 и 3).

Табл. 2. Количество ЗУ/ГЗУ в ЦДНГ-Х

ЗУ/ГЗУ	ГУ-Х1	ГУ-Х2	ГУ-Х3	ГУ-Х4	ГУ-Х5	Общий итог
Общий итог	5	4	5	8	7	29

Таким образом, по состоянию на 07.12.2022 г. в бездействии и простое находилось около 7% скважин от общего числа нефтяных скважин, то есть готовность парка скважин составила 93%.

Табл. 3. Фонд скважин в ЦДНГ-Х

Количество скважин		Состояние 					
Категория	ГУ/КНС	Бездействие	В простое	В работе	Освоение, обустройство	Общий итог	
Контрольная	ГУ-Х1		4	1		5	
	ГУ-Х3		5			5	
	ГУ-Х5		5	2		7	
	ГУ-Х4		4	6		10	
Контрольная Итог			18	9		27	
Нефтяная					1	1	
	ГУ-Х1	2	2	54		58	
	ГУ-Х3		4	43		47	
	ГУ-Х5	3	2	83		88	
	ГУ-Х4	2	2	87		91	
	ГУ-Х2	2	4	40		46	
Нефтяная Итог			9	14	307	1	331
Общий итог		9	32	316	1	358	

Затем были собраны согласованные маршрутные карты с закрепленными за каждым из маршрутов операторами. Для оцифровки карт были произведены сбор координат нефтепромыслового оборудования, обработка, создание базы и импортирование в картографическую программу, после чего был проведен анализ маршрутных карт, по результатам которого выявлено различие в плотности нефтепромыслового оборудования (далее – НПО) на км, а также в средних дистанциях между НПО.

2. Анализ маршрутных карт ГУ по плотности НПО, средней дистанции между ними и перепадам высот

При анализе маршрутных карт по ГУ выявлено различие в плотности НПО на км, а также в средних дистанциях между НПО (табл. 4).

Наибольшее превышение плотности наблюдается на ГУ-Х4 и ГУ-Х5, превышая среднее значение, равное 3,59, более, чем в 1,36 раза. Как мы можем видеть, при анализе маршрутных карт (всего 26 маршрутных карт) по ГУ выявлено различие в плотности НПО на км, а также в средних дистанциях между НПО.

Дистанции ниже средней (312 м) наблюдаются на ГУ-Х4 и ГУ-Х5, дистанции выше средней на ГУ-Х1, ГУ-Х2 и ГУ-Х3.

Соответственно, и время на переходы требуется разное в зависимости от плотности НПО и средней дистанции между ними: меньше всего на переходы тратят ГУ-Х4 и ГУ-Х5. Также на сложность маршрутов влияет и перепад высот.

Табл. 4. Свод маршрутных карт ЦДНГ-Х

нгду	цднг	гу	Общая протяженность, м	Кол-во НПО по маршрутам	Средняя протяженность, м	Среднее кол-во НПО на 1 маршруте	Средняя плотность К1 (НПО/кг <sup>-1</sup> )	Средняя дистанция К2 (м/НПО)	Средний перепад высот К3	Среднее расчетное время на обход, мин (при скорости 2,3 км/ч)
4	4	ГУ-Х1	17926	53,0	4482	13,3	3,03	347	1,16	117
4	4	ГУ-Х2	19219	50,0	3844	10,0	2,66	394	1,15	100
4	4	ГУ-Х3	18700	51,0	3740	10,2	2,73	369	1,12	98
4	4	ГУ-Х4	21078	89,0	3011	12,7	4,65	239	1,05	79
4	4	ГУ-Х5	17147	84,0	3429	16,8	4,90	209	1,06	89
Общий итог			94070	327,0	3701	12,6	3,59	312	1,11	97

3. Анализ выполнения сменных заданий и обходов в зависимости от явки  
Выполнение ежесменных заданий операторами составляет около 73-76% при обходе скважин в 88% в среднем. При этом явка операторов составляет 83% в среднем.

При половинном наличии операторов (ГУ-Х2) выполнение сменных заданий и обходов НПО падает практически пропорционально.

Но даже на полностью укомплектованных операторами ГУ (Х1, Х3, Х4) выполнение сменных заданий составляет 77% в среднем, выполнение обходов около 95%. При этом за период проведения учета рабочего времени с помощью фотографии рабочего дня (далее – ФРД), то есть за 15 рабочих дней, среднее количество осмотров НПО составило 281 шт., то есть около 88% от общего числа (табл. 5).

Табл. 5. Свод маршрутных карт ЦДНГ-Х

Количество по полю №		Сделано (- / +)			% выполнения сменных заданий	% выполнения обходов	Штатное кол-во сотр.	Факт. кол-во сотр.	% явки	Причины невыхода
ГУ	Дата	-	+	Общий итог						
ГУ-Х1	06.12.2022	5	15	20	75%	100%	5	5	100%	Мастер - обучение
	07.12.2022	2	17	19	89%	100%	5	5	100%	Мастер - обучение
	08.12.2022	3	24	27	89%	100%	5	5	100%	Мастер - обучение
	09.12.2022	2	16	18	89%	100%	5	5	100%	Мастер - обучение
ГУ-Х1 Итог		12	72	84	86%	100%			100%	
ГУ-Х2	14.11.2022	10	6	16	38%	55%	5	3	60%	1. Трудовой отпуск- К. Р-ова 2. Больничный-М. С-нов
	15.11.2022		2	2	100%	88%	4	2	50%	1. Трудовой отпуск- М. С-ова 2. Перевод на ГУ28 (в гу-28 1 в 23- Н. А-нов -перевод на ГУ28(в гу-28 1 в 23 групповую,2.отпуск)
	16.11.2022	9	2	11	18%	38%	4	2	50%	
ГУ-Х2 Итог		19	10	29	34%	57%			52%	
ГУ-Х3	21.11.2022	8	4	12	33%	77%	4	2	50%	1. Отпуск- К-иев 2. Перевод в цех на место диспетчера- Н-ова
	22.11.2022	2	14	16	88%	100%	4	4	100%	Мастер - обучение
	23.11.2022	2	12	14	86%	100%	4	4	100%	Мастер - обучение
	24.11.2022	5	11	16	69%	100%	4	4	100%	Мастер - обучение
	25.11.2022	3	15	18	83%	100%	4	4	100%	
ГУ-Х3 Итог		20	56	76	74%	95%			90%	
ГУ-Х4	21.11.2022	10	22	32	69%	91%	7	4	57%	1. Командировка- И. А-лов 2. Отпуск- Ш. К-сов 3. Отпуск- М. И-ева
	22.11.2022	10	26	36	72%	100%	6	6	100%	
	23.11.2022	8	25	33	76%	100%	6	6	100%	
	24.11.2022	7	27	34	79%	90%	6	6	100%	После обеда 3 оператора уехали сдавать экзамены по БИОТ
	25.11.2022	12	25	37	68%	100%	6	6	100%	
ГУ-Х4 Итог		47	125	172	73%	96%			91%	
ГУ-Х5	05.12.2022	2	20	22	91%	99%	6	6	100%	
	06.12.2022	2	16	18	89%	86%	6	5	83%	
	07.12.2022	2	13	15	87%	85%	6	5	83%	1. Отпуск- М. Б-нов
	08.12.2022	2	21	23	91%	86%	6	5	83%	
	09.12.2022	2	15	17	88%	88%	6	4	67%	1. Отпуск- М. Б-нов 2. Перевод на должность мастера (мастер вышел на больничный)- С. К-аев
ГУ-Х5 Итог		10	85	95	89%	89%			83%	
Общий итог		108	348	456	76%	88%			83%	



#### 4. Анализ маршрутов операторов ГУ во время проведения ФРД

При анализе 195 маршрутов по ГУ также подтверждено различие ГУ по плотности НПО на км, а также в средних дистанциях между НПО: данные соответствуют таковым из маршрутных карт за исключением средних плотности и дистанции, составивших 2,5 НПО/км и 610 м/НПО соответственно.

По результатам анализа обходов НПО в среднем 69% рабочего времени, то есть около 8,3 ч., было затрачено на полезную работу, что является достаточно высоким показателем задействования персонала (табл. 6).

**Табл. 6. Свод маршрутов операторов ЦДНГ-Х**

ГУ	Всего маршрутов	Общая протяженность, км	Кол-во НПО в маршрутах	Ср. плотность К1 (НПО/км)	Ср. дистанция К2 (м/НПО)	Время на переходы, ч	Время на обход НПО и работы, ч	Всего полезного времени в среднем на оператора в день, ч
ГУ-Х1	30	183	281	1,8	768	35,30	93,57	8,6
ГУ-Х2	21	73	158	2,0	691	21,12	73,73	9,0
ГУ-Х3	39	154	294	1,9	683	38,22	103,43	7,3
ГУ-Х4	56	185	556	3,2	465	46,92	192,95	8,6
ГУ-Х5	49	160	462	2,8	589	48,10	157,97	8,4
<b>Общий итог</b>	<b>195</b>	<b>755</b>	<b>1751</b>	<b>2,5</b>	<b>610</b>	<b>189,65</b>	<b>621,65</b>	<b>8,3</b>

Ниже мы рассмотрим баланс времени с целью более детальной классификации полезного и непроизводительного времени.

Всего наблюдениями было охвачено 1154,3 чел-часа.

По результатам анализа свода в среднем 71,1% рабочего времени, то есть около 8,52 ч. в день, было затрачено на полезную работу, что является достаточно высоким показателем задействования персонала.

Как видно, затраты времени на пешие переходы составляют 16,2% от общего рабочего времени, что приводит к потере 4560 чел-часов в год (табл. 7 и 8).

**Табл. 7. Баланс полезного времени по категориям**

ГУ	Обучение	Ожидание	Очистка	Переход	Рабочее время	Совещания	Уборка	Общий итог
ГУ-Х1		57	297	2118	4331	406	523	7732
ГУ-Х2		44	225	1267	3330	695	310	5871
ГУ-Х3	90	20	112	2293	4839	456	764	8574
ГУ-Х4	210	3	163	2815	10144	939	382	14656
ГУ-Х5		20	314	2750	8612	382	354	12432
<b>Общий итог</b>	<b>300</b>	<b>144</b>	<b>1111</b>	<b>11243</b>	<b>31256</b>	<b>2878</b>	<b>2333</b>	<b>49265</b>
	0,4%	0,2%	1,6%	16,2%	45,1%	4,2%	3,4%	71,1%

**Табл. 8. Баланс непроизводительного времени по категориям**

ГУ	Моб. / демоб.	Обед	Перерыв	Транспортировка	Общий итог
ГУ-Х2	584	835		600	2019
ГУ-Х4	1396	2029	284	1805	5514
ГУ-Х5	1197	2136	400	1605	5338
ГУ-Х3	1256	1787	21	1194	4258
ГУ-Х1	1029	856	49	931	2865
<b>Общий итог</b>	<b>5462</b>	<b>7643</b>	<b>754</b>	<b>6135</b>	<b>19994</b>
	7,9%	11,0%	1,1%	8,9%	28,9%

5. Расчет удельной численности операторов ДНГ в зависимости от плотности НПО и средней дистанции между НПО

Оцифрованные данные координат нефтепромыслового оборудования, маршрутные карты операторов послужили основой для расчетов удельной численности операторов групповых установок.

Как видно, 6 операторов ЦДНГ-Х должны быть распределены между другими цехами и НГДУ предприятия для получения равномерной удельной численности операторов на НПО.

Так, фактическая разница между максимальной и минимальной удельными численностями операторов групповых установок составляла 24%, то после проведенных расчетов разница снизилась до 6%.

Табл. 9. Баланс непроизводительного времени по категориям

НГДУ	ЦДНГ	ГУ	в операторов (общ. кол-во)	НПО	Кол-во маршрутов	Общая протяженность, км	К1 ср (НПО/км)	К2 мед (км/НПО)	Средний перепад высот КЗ	Уд.числ. на НПО (чел./НПО)	Уд.числ. на км (чел./км)	Предл. числ-ть	Баланс	Предл. уд.числ. на км (чел./км)	Предл. уд.числ. на НПО (чел./НПО)	Нынешняя уд.числ. без учета	Примечание
4	4 ГУ-24	14	53	4	17,93	3,03	0,347	1,16	0,278	0,781	11	11	0	0,514	0,208	0,264	
4	4 ГУ-27	12	50	5	19,22	2,66	0,394	1,15	0,251	0,624	11	-1	-3	0,572	0,220	0,240	
4	4 ГУ-28	13	51	5	18,70	2,73	0,369	1,12	0,257	0,695	11	-2	-2	0,588	0,216	0,255	
4	4 ГУ-30	19	89	7	21,08	4,65	0,239	1,05	0,237	0,901	19	0	0	0,901	0,213	0,213	для операторов старшего возраста
4	4 ГУ-102	18	84	5	17,15	4,90	0,209	1,06	0,220	1,050	18	0	0	1,050	0,214	0,214	для операторов старшего возраста
Среднее			12,3	56,8	15,56	3,91	0,297	1,14	0,217	0,850				0,832	0,218	0,228	
Всего			76	327	26	94,07				1,050	70	Макс. уд.числ.		1,050	0,220	0,264	
			61,3							0,624	-6	Мин. уд.числ.		0,572	0,208	0,213	
											68%	Дельта мин-макс		83%	6%	24%	

Результаты

- Фактическая загрузка работников варьировалась в зависимости от маршрутов и плотности оборудования.
- Были выявлены значительные непроизводительные потери времени, связанные с организацией маршрутов и распределением задач.
- Анализ плотности оборудования и средней дистанции позволил определить оптимальные маршруты и предложить перераспределение задач для более равномерной загрузки работников.

Заключение

Проведённое исследование продемонстрировало важность применения принципов бережливого производства в нефтегазовой отрасли. Оптимизация маршрутов операторов и улучшение организации рабочих процессов могут существенно повысить производительность труда и снизить непроизводительные потери времени.

Список использованной литературы

1. Соловей Е.В. Анализ применения философии бережливого производства в нефтегазовой отрасли. – Бизнес-образование в экономике знаний, 2022, №3, с. 64-70.
2. Джонс Д., Вумек Дж. Бережливое производство: Как избавиться от потерь и добиться процветания вашей компании. – М., Альпина Бизнес Букс, 2004, 473 с.
3. Джордж М. Бережливое производство + шесть сигм: Комбинируя качество шести сигм со скоростью бережливого производства. – М., Альпина Бизнес Букс, 2005. – 360 с.

4. Матюхин П.В., Марков В.О., Рабунец П.В. Бережливое производство как способ повышения операционной эффективности промышленных предприятий. – Успехи современного естествознания, 2009, № 3, с. 54.
5. Дёмина Ю.Г. Повышение эффективности операционной деятельности предприятия. – Материалы Международной мультидисциплинарной научно-практической конференции, 2018, с. 28-31.
6. Ахметов С.А., Сериков Т.П., Кузеев И.Р., Баязитов М.И. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа. Учебное пособие. – СПб., Недра, 2018, 868 с.
7. Саматова Т.Б. Бережливая нефтепереработка, как область развития бережливого производства. – Московский экономический журнал, 2021, №7, с. 364-371.

## ЫСЫРАПСЫЗ ӨНДІРІС ТЕОРИЯСЫ МЕН ТӘЖІРИБЕСІ

**Ә.Қ. Қалданов**

*Қазіргі таңда ысырапсыз өндіріс қағидаларын мұнай мен газ өндіруінің ерекшеліктерін бейімдеуге бағытталған зерттеулер жүргізілді. Атап айтқанда, мұнай және газ өндіру операторларының жұмыс күніне бақылау жүргізілді, олардың маршруттары мен операцияларына талдау жасалды, сондай-ақ жұмыс процестерін оңтайландыру бойынша есептеулер жүргізілді. Зерттеулерді жүргізудің мақсаты ауысымдық тапсырмаларды күнделікті айналып өту кезінде операторлардың жүктемесін бағалау, сондай-ақ оларды топтық қондырғылар бойынша біркелкі бөлу болды.*

*Зерттеу нәтижелері жұмыс процестерін оңтайландыру, мұнай және газ өндіру операторларының еңбек өнімділігін арттыру және біркелкі тиеу бағыттарын анықтауға мүмкіндік берді.*

**Түйінді сөздер:** ысырапсыз өндіріс, адам саны, Lean тұжырымдамасы, операторлар, тығыздық, орташа қашықтық.

### Информация об авторах

**Қалданов Адиль Кайроллаевич** – руководитель службы организационного развития Центра организационного развития и нормирования, [a.kaldanov@kmge.kz](mailto:a.kaldanov@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, Казахстан

# **ВНЕДРЕНИЕ ИНСТРУМЕНТОВ БЕРЕЖЛИВОГО ПРОИЗВОДСТВА В ПОДРАЗДЕЛЕНИЯХ ГРУППЫ «КАЗМУНАЙГАЗ»**

**А.К. Шахатова**

*В статье рассматривается опыт реализации проекта бережливого производства ТОО «Oil Services Company». Рассмотрены актуальность применения инструментов бережливого производства, вопросы обучения основам и инструментам бережливого производства работников, задействованных в реализации проекта, проведение мастер-классов, реализация проектов по улучшению, стандартизация рабочих мест на предприятиях группы «КазМунайГаз».*

**Ключевые слова:** бережливое производство, кайдзен, Lean, организационное развитие.

## **Введение**

Бережливое производство – это способ организации производства таким образом, чтобы максимально рационально и эффективно использовать все ресурсы, улучшать процессы, вовлекая всех работников в устранение потерь. Говоря проще, бережливое производство – это культура создания ценности без потерь. Концепция бережливого производства предполагает вовлечение в процесс совершенствования производства каждого сотрудника и максимальную ориентацию на потребителя (как внутреннего, так и внешнего).

Своей современной популярностью бережливое производство во многом обязано успехам японских компаний на американском рынке.

Отцом-основателем бережливого производства считается Тайити Оно, начавший работу в Toyota Motor Corporation в 1943 году, привнеся в компанию лучший мировой опыт. В середине 1950-х годов он разработал и внедрил систему Toyota Production System (TPS), интегрировав в ней труды Эдварда Деминга, Генри Форда, а также исследования советских ученых Центрального института труда, таких как Алексей Гастев.

В 1980-х годах американские специалисты изучили TPS и концептуализировали под наименованием Lean Production (Lean Manufacturing). В 2000-х годах методология Lean нашла применение на российских предприятиях под названием «бережливое производство».

Сначала концепцию бережливого производства применяли в отраслях с дискретным производством, прежде всего в автомобилестроении. Затем концепцию адаптировали к условиям процессного производства. Позднее идеи бережливого производства стали применяться в торговле, сфере услуг, коммунальном хозяйстве, здравоохранении, системе образования, вооружённых силах, секторе государственного управления и во многих других видах деятельности.

## **Предпосылки внедрения инструментов бережливого производства**

В современных неустойчивых социальных и сложных экономических условиях перед нефтесервисными компаниями стоит задача поддержания конкурентоспособности, постоянного развития и приумножения своего потенциала. С целью снижения эксплуатационных затрат и повышения операционной эффек-

тивности, а также отработки, адаптации и прививания единых методов управления бизнес-процессами в нефтесервисе, основанных на методологии проектного управления, управления процессами и бережливого производства, был инициирован совместный проект. Проект направлен на внедрение инструментов бережливого производства в ТОО «Oil Services Company» и был организован по инициативе КМГИ при непосредственном участии специалистов Центра организационного развития и нормирования (далее – ЦОРН).

Для обеспечения качественного управления проектом были разработаны и утверждены устав проекта «Бережливое производство в ТОО Oil Services Company» (далее – OSC) и календарный план. В документах описаны основные этапы и сроки реализации мероприятий, предполагаемые результаты, границы проекта, а также состав команды управления проектом, роли и функции участников. Также была сформулирована цель проекта – создание системы непрерывных улучшений, направленной на повышение вовлеченности работников в деятельность компании ТОО «Oil Services Company», изменение их отношения к труду и, как следствие, повышение уровня операционной эффективности за счет выявления и минимизации потерь, а также ускорение производственных и управленческих процессов посредством применения методов и инструментов бережливого производства.

В приоритетном порядке в рамках проекта рассматривалось внедрение таких инструментов, как система непрерывных улучшений (кайдзен), система всеобщего ухода за оборудованием (Total Productive Maintenance – TPM), система обучения на рабочем месте (Training Within Industry – TWI), система организации рабочих мест «5С».

### **Предпроектная диагностика**

Реализация проекта начиналась с предпроектной диагностики, в рамках которой специалисты ЦОРН провели ряд целосменных наблюдений за производственными процессами непосредственно на 17 объектах OSC:

- бурение – 3 бригады;
- капитальный ремонт скважин – 6 бригад;
- подземный ремонт скважин – 4 бригады;
- ПРЦБНО ПУ «Жетыбай-Сервис»;
- ПРЦ ПУ «Каламкас-Сервис»;
- Жетыбайский участок химизации ПУ «Жетыбай-Сервис»;
- Бузачинский участок химизации ПУ «Каламкас-Сервис».

По результатам исследований сформирован отчет, содержащий описание выявленных резервов повышения операционной эффективности, а также рекомендации по реализации мероприятий.

### **Разработка регламентирующих документов**

На протяжении всего проекта специалистами ЦОРН осуществлялась методологическая поддержка – разработан и введен в действие ряд регламентирующих документов:

- Правила разработки и применения чек-листов для проведения ежедневного технического обслуживания оборудования;
- Применение методов и инструментов бережливого производства;

- Правила разработки стандартов оснащенности рабочих мест необходимыми инструментами, оборудованием, материалами и комплектующими;
- Положение по подаче, оценке, внедрению кайдзен-предложений на пилотных объектах и мотивации участников процесса;
- Правила разработки стандартных операционных карт;
- Методика применения инструмента бережливого производства «Система 5С»;
- Временные правила организации и проведения конкурса проектов по бережливому производству в ТОО «Oil Services Company».

Для работников, участвующих в реализации Проекта, проведены консультации по применению указанных документов.

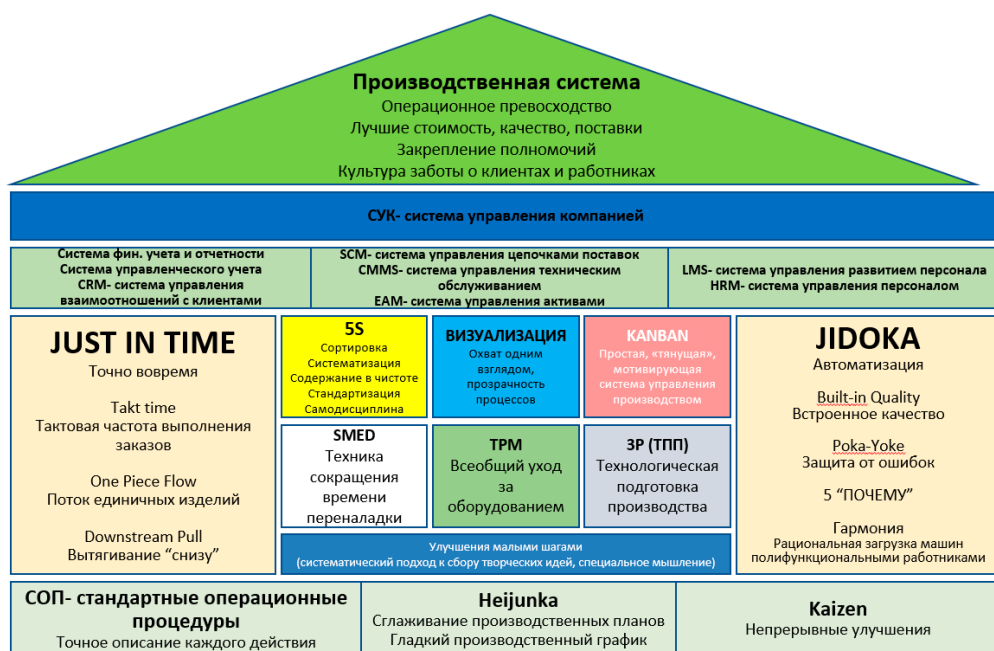


Рис. 1. Инструменты производственной системы «Toyota» [1]

### Обучение основам и инструментам бережливого производства работников, задействованных в реализации проекта

Бережливое производство прежде всего изменяет культуру и политику организации, сформировавшийся порядок вещей. Данная концепция рассматривает персонал организации как один из ключевых видов ресурсов. От работы персонала зависят не только система качества, но и эффективность, работоспособность и благополучие компании в целом. Поэтому преобразования начинаются с изменения образа мышления каждого сотрудника.

Учитывая это, ЦОРН при реализации проектов по внедрению инструментов бережливого производства большое внимание уделяет обучению работников, так как это затраты, которые окупятся сторицей – умные образованные люди способны решить любую проблему.

С целью обеспечения эффективной коммуникации между участниками проекта посредством создания среды для обсуждения хода реализации задач,



возникающих проблем и публикации результатов проведено обучение руководителей и специалистов аппарата управления OSC и производственных подразделений по использованию портала «Единая корпоративная сеть» (<https://eks.kmg.kz/>) как инструмента для постановки задач и мониторинга их исполнения.

В рамках реализации первого этапа проекта для погружения работников OSC, задействованных в реализации Проекта, определен перечень работников для проведения обучения, в который вошли Топ-менеджеры OSC (генеральный директор и его заместители), руководители среднего звена (работники аппарата управления), линейные руководители (мастера) и рабочие пилотных объектов.

В ходе обучения работники изучили ключевые проблемные области в компаниях нефтегазовой отрасли примеры лучших практик, инструменты бережливого производства, такие как картирование (построение карт потока создания ценности), визуальное управление, методы решения проблем, кайдзен, организация рабочих мест «5С».

Топ-менеджмент и руководители среднего звена дополнительно ознакомились со структурой внедрения и развития системы непрерывных улучшений, моделью операционной эффективности «Культура – Процессы – Система», с 8 шагами управления изменениями Д. Коттера, процессным и проектным управлением, формированием и приоритизацией целей по развитию на основе SMART, управление целями с использованием ключевых показателей эффективности и их каскадирование [2].

Полученные знания закреплялись практическими занятиями на основе кейсов и уникального тренажера, имитирующего процесс обслуживания нефтепромыслового оборудования.



**Рис. 2. Применение тренажера при обучении применению инструментов бережливого производства**

По результатам обучающих мероприятий проведено тестирование работников для проверки уровня усвоения полученных знаний, сформирован список кандидатов для обучения по программе подготовки лидеров преобразований.



Из числа работников OSC на основе результатов проверки знаний по основам бережливого производства и личного собеседования проведен отбор работников, обладающих необходимыми знаниями и мотивацией для углубленного изучения инструментов бережливого производства, а также выработки тренерских навыков – лидеров преобразований (навигаторов<sup>2</sup>).

Сформирована программа подготовки лидеров преобразований. Организовано модульное обучение 23 работников.

В результате обучения решены следующие задачи:

- сформированы навыки применения основных инструментов повышения операционной эффективности;
- сформированы навыки анализа и решения проблем;
- получены знания основ процессного управления, проектного управления, управления изменениями, клиентоориентированности, систем вовлечения персонала;
- получены базовые знания и умения по проведению тренингов и работы с группой;
- обеспечено консультационное сопровождение реализации 20 проектных заданий, цель которых провести реальные улучшения на своих рабочих местах. Подробная информация о реализованных проектных заданиях изложена в разделе «Реализация проектов по улучшению».

Для поддержания обучающего процесса, разработаны учебные курсы по основам бережливого производства, проектному и процессному управлению (более 30 уроков), включающие в себя тесты для проверки знаний специалистов (более 100 вопросов). Учебные курсы и тесты загружены на портал «Единая корпоративная сеть» (<https://eks.kmg.kz/>).

По инициативе руководства OSC специалистами ЦОРН организовано и проведено обучение основам бережливого производства работников и линейных руководителей бригад по ремонту скважин, не входящих в контур реализации проекта.

Особенностью данного обучения является привлечение работников OSC, прошедших программу подготовки навигаторов, в качестве внутренних тренеров.

В ходе обучения работники производственных управлений ознакомились с историей и основными инструментами бережливого производства, философией кайдзен, получили навык определения ценности и потерь в производственных процессах. Лидеры преобразований OSC, в свою очередь, получили тренерские навыки.

Также по инициативе руководства OSC было проведено обучение инженеров по труду и работников отдела организации труда и заработной платы по программе «Хронометраж производственных процессов».

В рамках обучения была дана теоретическая информация об истории бережливого производства, процессном управлении, понятиях ценности и потерь, проведении хронометражных наблюдений с целью выявления резервов повышения эффективности производственных процессов. Теория закреплялась при помощи бизнес-игр, а также во время выезда на базу Службы производственно-

---

<sup>2</sup> Навигатор – это внутренний «агент изменений», обладает навыками реализации системы непрерывных улучшений и развертывания проектов на уровне отдельного процесса. Умеет применять базовые инструменты бережливого производства, способен управлять группой и передать знания на базовом уровне.

го обслуживания для проведения хронометражных работ непосредственно на рабочих местах.

Инженеры OSC, прошедшие обучение, получили понимание необходимости и навыки проведения хронометражных работ в рамках процессных улучшений и повышения производительности труда.

### **Проведение мастер-классов по применению инструментов бережливого производства**

На протяжении всего проекта специалистами ЦОПН непосредственно на объектах производственных управлений, службы производственного обслуживания и аппарата управления OSC» проводились мастер-классы по применению инструментов бережливого, таких как система организации рабочих мест «5С», картирование потока создания ценности, стандартизированная работа, кайдзен, визуализация, поиск корневых причин проблем.

Также в рамках проведения мастер-классов регулярно проводились экспресс-оценки внедрения системы организации рабочих мест «5С» на объектах производственных управлений и службы производственного обслуживания с выдачей рекомендаций по дальнейшему развитию.

Мероприятиями охвачено порядка 250 работников OSC.

### **Реализация проектов по улучшению**

В рамках модульного обучения лидеров преобразований реализован формат получения и закрепления практических навыков применения инструментов бережливого производства через выполнение индивидуальных проектных заданий.

С целью обеспечения структурированного подхода, позволяющего пройти от определения сути проблемы к внедрению решений по совершенствованию с использованием инструментов бережливого производства, реализация проектов по улучшениям осуществлялась с применением пяти этапов, через которые должно пройти решение разных задач: определение, измерение, анализ, совершенствование, контроль методологии DMAIC (Define, Measure, Analyze, Improve, Control).

Всего было реализовано 20 проектов по улучшению по следующим тематикам:

- Повышение эффективности диспетчеризации спецтехники;
- Повышение эффективности очистки ловильного аварийного инструмента;
- Повышение эффективности процесса глушения скважин перед началом ремонта;
- Повышение эффективности процесса очистки бурового раствора при строительстве скважин на месторождении Каламкас;
- Повышение эффективности процесса подъема подземного оборудования при ПРС на месторождении Каламкас;
- Повышение эффективности процесса учета рабочего времени бригад подземного ремонта скважин (далее – ПРС) и капитального ремонта скважин (далее – КРС) на месторождении Каламкас;
- Повышение эффективности процессов отдела организации труда и заработной платы;
- Преобразование процесса по доставке насосно-компрессорных труб (далее – НКТ) при текущем ремонте скважин;

- Преобразование процесса подготовки данных для расчета заработной платы сотрудников;
- Сокращение потерь времени во время проведения пересменки в цеху капитального ремонта скважин (далее – ЦКРС);
- Сокращение потерь времени из-за ожидания спецтехники перед началом ПРС;
- Сокращение потерь времени при переезде бригады подземного ремонта;
- Сокращение потерь времени при спуске дополнительной эксплуатационной колонны диаметром 114 мм;
- Сокращение потерь времени, возникающих из-за осложнений при бурении эксплуатационных скважин;
- Сокращение потерь из-за простоев бригад КРС на месторождении Каламкас;
- Сокращение потерь при переезде бригад ПРС;
- Сокращение простоев бригад бурения по причине аварийного ремонта бурового насоса;
- Сокращение простоев бригад бурения по причине ожидания ремонта бурового оборудования;
- Сокращение простоев бригад по КРС по причине собственных аварий;
- Уменьшение простоев буровых бригад по причине аварийного ремонта вертлюга.

С целью информирования руководства ТОО «Oil Services Company» о статусе реализации проектов по улучшению, а также получения лидерами преобразований обратной связи от руководства на регулярной основе проводились защиты проектов. На данных мероприятиях лидеры преобразований выступали с докладами и презентациями, в которых обосновывали актуальность выбранной темы, сообщали о проделанных и предстоящих работах. На финальной защите также были представлены расчеты экономической эффективности реализуемых проектов по улучшению.

По результатам реализации проектов по улучшению организован и проведен конкурс проектов среди лидеров преобразований со стартовыми, промежуточными и финальными защитами проектов перед руководством ТОО «Oil Services Company».

Специалисты ЦОРН сопровождали проекты по улучшению на всех стадиях – от инициации и оформления проектных документов до внедрения решений и дальнейшего их тиражирования.

### **Сопровождение разработки операционных стандартов**

Применение операционных стандартов – это наилучший способ сохранения накопленного опыта и лучших практик, применяемых в компании. На этапе стандартизации операций производственных процессов предусматривается:

- стандартизация процесса ежедневного технического обслуживания оборудования;
- стандартизация процесса технического обслуживания и ремонта оборудования;
- стандартизация процесса монтажа/демонтажа оборудования.

В рамках внедрения инструментов бережливого производства «Стандартизованная работа» и «Всеобщее обслуживание оборудования» обеспечено консультационно-методологическое сопровождение разработки операционных стандартов.

В соответствии с утвержденными Правилами разработки стандартных операционных карт разработаны и утверждены стандартные операционные карты по следующим производственным процессам пилотных бригад бурения и ремонта скважин, а также автотранспортного управления:

- спуск технологических труб (насосно-компрессорных и стальных бурильных труб) с шаблонированием при капитальном и подземном ремонте скважин;
- подъем технологических труб (насосно-компрессорных и стальных бурильных труб) с шаблонированием при капитальном и подземном ремонте скважин;
- подъем двухтрубной бурильной свечи при бурении скважин;
- спуск двухтрубной бурильной свечи при бурении скважин;
- обслуживание механического ротора перед началом работ;
- обслуживание гидравлического ключа ZQ203-100;
- замена моторного масла в двигателе внутреннего сгорания;
- замена масла в коробке переключения передач (далее – КПП);
- сезонное обслуживание транспортного средства.



**Рис. 3. Мастер бригады капитального ремонта скважин Мурадов Н. демонстрирует применение системы «5С» в слесарном вагончике**

В соответствии с Правилами разработки и применения чек-листов для проведения ежедневного технического обслуживания оборудования разработаны и переданы для апробации на пилотные объекты чек-листы технического обслуживания следующего оборудования производственных бригад и службы производственного обслуживания:

- ГКШ-1500МТ;
- Трансмиссия привода лебедки МБС ИДЕЛЬ-125;
- Гидростанция АКБ;
- Аварийный привод APC.141.05.100ПС (БУ Идель-125);
- Буровое вибросито Mongoos Pro;

- Ротор буровой установки ZJ-30;
- Буровой насос F-1000;
- Буровой насос RS-F1300;
- Буровой насос БРН;
- Реверсивный редуктор;
- Буровой вертлюг XSL-225;
- Кронблок буровой установки ZJ-30;
- Пневмокомпрессор буровой установки ZJ-30;
- Лебедка буровой установки ZJ-30;
- Центральный редуктор буровой установки ZJ-30;
- Гидравлический ключ;
- Подпорный насос буровой установки;
- Парокотельная буровой установки;
- Роторная площадка;
- Центрифуга буровой установки;
- Перемешиватель буровой установки;
- Вакуумный дегазатор буровой установки;
- Элеватор одноштропный ЭС;
- Штанговый элеватор ЭШН;
- Стенд испытательный ГАКС И-8-50/425С;
- Стенд для докрепления и раскрепления резьбы элементов трубных колонн СТР-350;
- Трубонарезной станок 1Н983;
- Токарно-винторезный станок МК6046М РЭ.

### **Стандартизация рабочих мест**

Практически на протяжении всего проекта велась работа по стандартизации рабочих мест. В рамках реализации данного этапа специалистами ЦОРН в первую очередь осуществлялось сопровождение внедрения «5С». Работники организовывали свои рабочие места, избавляясь от ненужных предметов, очищая инструменты, оборудование и производственные участки, продумывали рациональное размещение инструментов, материалов и оборудования, создавая тем самым безопасную и комфортную среду для работы.

«Система 5С» вырабатывает у рабочих новое отношение к качеству своего труда, повышает производительность.

### **Система непрерывных улучшений**

Значимым этапом проекта стал запуск Системы непрерывных улучшений. В рамках реализации данного этапа разработаны положение, определяющее правила по организации новаторской деятельности, единый порядок и подходы к разработке и реализации мероприятий, направленных на постоянное усовершенствование производственных процессов, сокращение потерь, повышение уровня промышленной безопасности и других видов улучшения условий труда работников. Также сформирована система материального стимулирования работников за подачу предложений по улучшению (кайдзен-предложений).

### **Популяризация инструментов бережливого производства**

С целью вовлечения максимального числа работников в процесс непрерывных улучшений, а также создания условий для дальнейшего тиражирования результатов проекта реализовывались мероприятия по популяризации приме-



нения инструментов бережливого производства. В рамках популяризации применялись следующие инструменты:

- публикация информационных сообщений по бережливому производству и применению системы непрерывных улучшений в профильных группах портала «Единая корпоративная сеть» (более 80 публикаций);
- обмен актуальной информацией, фото- и видеоматериалами о лучших практиках в специальных группах мессенджера WhatsApp, объединяющих работников OSC и КМГИ, задействованных в реализации проекта;
- публикация о ходе реализации проекта в корпоративной газете «Munaily meken» и «Мұнайлы Өлке»;
- организация и проведение визитов делегаций ДЗО группы «КазМунай-Газ» на объекты службы производственного обслуживания OSC: АО «Озенмунайгаз», ТОО «Ойл Транспорт Корпорэйшн»;
- разработка и размещение на производственных объектах агитационных плакатов и информационных стендов по бережливому производству.

### **Тиражирование результатов проекта**

С целью распространения передового опыта и лучших практик, полученных в ходе реализации мероприятий проекта, разработан план по тиражированию результатов.

Руководство и работники OSC уверены, что внедрение инструментов бережливого производства поможет решить многие накопившиеся проблемы, повысить операционную эффективность и в целом качественно изменить ситуацию к лучшему. Именно поэтому для обеспечения тиражирования результатов проекта, дальнейшего внедрения инструментов бережливого производства и реализации проектов, направленных на повышение операционной эффективности, по рекомендации специалистов ЦОРН в аппарате управления OSC создана специализированная структурная единица.

Создание специализированной структурной единицы, нацеленной на реализацию мероприятий по повышению операционной эффективности путем решения проблем и сокращения потерь в производственных процессах, позволит постепенно вовлечь в процесс непрерывных улучшений всех работников OSC.



**Рис. 4. Визит делегации АО «Озенмунайгаз» на объекты службы производственного обслуживания ТОО «Oil Services Company»**

## Заключение

Таким образом, в OSC создана система непрерывных улучшений, направленная на повышение вовлеченности работников в деятельность компании, изменение их отношения к труду, создание новой культуры производства.

Работники пилотных объектов научились видеть потери и проблемы в производственных и офисных процессах, получили навыки сбора и анализа данных, поиска корневых причин возникновения проблем и разработки мероприятий по их устранению.

В результате реализации проекта работники видят, что работать можно по-другому: с меньшими трудозатратами делать больше, при этом более безопасно, удобно и комфортно, учатся видеть возможности для улучшений. Проект нацелен на изменение психологии людей.

Нацеленность на мероприятия, не требующие финансирования при реализации проектов по улучшению, показала, что даже при минимальных затратах возможно получить существенный экономический эффект. Только за время реализации проекта получена экономия порядка 240 млн. тенге, а потенциал мероприятий, предложенных в рамках проектов по улучшению, оценивается в 700 млн. тенге ежегодной экономии затрат.

Табл. 1. Эффекты от реализации проектов по улучшению

Наименование проекта	Эффектообразующий показатель	Ед. изм.	Значение до проекта	Значение после проекта	Откл., %	Факт <sup>3</sup> (+)
Сокращение потерь времени во время проведения пересменки в ЦКРС ПУ «Ж-С»	Средняя продолжительность пересменки (утро и вечер)	мин.	120	100	17	
Сокращение потерь времени, возникающих из-за осложнений при бурении эксплуатационных скважин	Среднее время на ликвидацию ГНВП в год	час	561,1	152,4	73	+
Преобразование процесса по доставке НКТ при текущем ремонте скважин	Простои бригад ПРС и КРС по причине ожидания спецтехники в год	час	1 669	0	100	
Повышение эффективности процесса глушения скважин перед началом ремонта	Время ожидания повторного глушения бригадами ПРС в год	час	250	145	42	+
Уменьшение простоев буровых бригад ПУ «Ж-С» по причине аварийного ремонта вертлюга	Время простоев буровых бригад по причине аварийного ремонта вертлюга в год	час	140	112	20	+
Сокращение потерь времени при переезде бригады подземного ремонта	Средний пробег спецтехники за один переезд	км	5,7	5,25	8	+
Сокращение потерь из-за простоев бригад КРС на месторождении Каламкас	Сокращение времени ожидания промывочной техники в год	час	4 285	3 962	8	+

<sup>3</sup> Отмечены эффекты, полученные за время реализации проекта. Если отметки в графе нет, то указан потенциальный эффект, выявленный в ходе реализации проекта и достижимой при выполнении рекомендованных мероприятий.



Сокращение потерь времени из-за ожидания спецтехники перед началом ПРС	Средний простой по причине ожидания промывочной техники на один ремонт	час	0,3	0,07	73	+
Повышение эффективности очистки ловильного аварийного инструмента на базе ПРЦЭО ПУ «К-С»	Среднее время ожидания бригадами КРС подготовки ловильного инструмента	час	17	1	94	+
Сокращение простоев бригад по КРС по причине собственных аварий	Время, затрачиваемое на ликвидацию собственных аварий в год	час	3 000	2 808	6	+
Сокращение простоев бригад бурения по причине аварийного ремонта бурового насоса	Время простоев бригады бурения по причине аварийного ремонта бурового насоса в год	час	66,3	0	100	
Сокращение простоев бригад бурения по причине ожидания ремонта бурового оборудования	Время простоя бригады по причине ремонта бурового насоса в год	час	45,5	19,5	57	+
Сокращение потерь времени при спуске дополнительной экс. колонны диаметром 114 мм	Среднее время простоя бригады КРС в ожидании переводников и подгоночных патрубков	час	5	0	100	+
Преобразование процесса подготовки данных для расчета заработной платы сотрудников	Продолжительность процесса подготовки данных для расчета заработной платы сотрудников	час	77	50	35	
Повышение эффективности процесса очистки бурового раствора при строительстве скважин на месторождении Каламкас	Общее время простоев бригады бурения по причине очистки оборудования от сальниковых отложений в год	час	32	11	67	+
Повышение эффективности диспетчеризации спецтехники, выделяемой ЦСТ №2	Общее время простоев бригад ПРС и КРС в ожидании заправки спецтехники	час	622,5	478	23	+
Повышение эффективности процессов отдела организации труда и заработной платы	Трудозатраты на подготовку ежемесячной отчетности	чел.-час	1 078	969	10	
Сокращение потерь при переезде бригад подземного ремонта скважин	Средняя продолжительность переезда бригады ПРС	час	9,2	7,7	16	+
Повышение эффективности процесса подъема подземного оборудования при ПРС на месторождении Каламкас	Средняя продолжительность ПРС	час	12	6,1	51	
Повышение эффективности процесса учета рабочего времени бригад ПРС и КРС на месторождении «Каламкас»	Средняя продолжительность подготовки табеля учета рабочего времени	час	58,5	50	15	

ГНВП – Газонефтеводопроявление;

ПРЦЭО ПУ – Прокатно-ремонтный цех эксплуатации оборудования производственного управления;

ЦСТ – Цех спецтехники.

При расчете экономического эффекта учтена только экономия от реализации проектов по улучшению. Эффект от внедрения системы организации рабочих мест «5С» или элементов системы всеобщего обслуживания оборудования не учитывался.

Основная задача внедрения системы организации рабочих мест «5С» – изменение культуры производства, но при этом также может нести экономический эффект за счет сокращения потерь рабочего времени на поиск инструмента и материалов, излишние перемещения работников, излишнюю транспортировку оборудования и пр. Например, в одной из пилотных бригад бурения реализация только первого этапа системы «5С» «Сортировка» позволила сократить количество необходимых рейсов трала при переезде бригады на два рейса.

При реализации проекта немалая работа проводилась с руководством компании. Масааки Имаи – основатель концепции непрерывного совершенствования – в книге «Гемба кайдзен: Путь к снижению затрат и повышению качества» писал, что самым критичным элементом в процессе непрерывного совершенствования является приверженность и вовлеченность высшего руководства [3].

Первый руководитель организации должен быть лидером движения по совершенствованию бизнес-процессов и на личном примере демонстрировать желание меняться, способствовать и поддерживать процессы изменения в компании, изменяя модель поведения – открыто относиться к проблемам, благодарить работников за выявление потерь, не прибегать к различного рода мерам наказания, поощрять лидерство, инициативность и честность. Такое отношение руководства мотивирует работников, т.е. тех, кому непосредственно предстоит реализовывать изменения. Работники видят, что начальство не боится замарать руки, руководители готовы выйти в гемба (место выполнения рабочего процесса), чтобы выяснить какие у рабочих есть сложности, чем руководство может помочь, выслушать идеи рабочих по улучшению производственных процессов.

Такая вовлеченность руководителей укрепляет командный дух в компании и формирует новую корпоративную культуру.

Одним из ключевых факторов успешной реализации проекта в OSC стала вовлеченность руководства в лице генерального директора, его заместителей и руководителей структурных подразделений.

Также оправдал себя комплексный подход к внедрению инструментов бережливого производства, включающий в себя не только передачу теоретических знаний, но и выработку навыков их применения на практике, реализацию мероприятий по решению конкретных производственных проблем, разработку и интеграцию в систему менеджмента необходимых регламентирующих документов, популяризацию проекта.

В ходе реализации этого и подобных проектов у специалистов ЦОРН вырабатывается методология внедрения бережливого производства на предприятиях группы «КазМунайГаз».

Подтверждает свою эффективность порядок «Диагностика – Обучение – Внедрение на пилотных объектах – Тиражирование» с постоянным консультационно-методологическим сопровождением и популяризацией.

Более чем 3-летний опыт работы в области реализации проектов по повышению операционной эффективности и развития производственных систем с использованием инструментов бережливого производства позволил специалистам ЦОРН нарастить компетенции, соответствующие уровню профессиональных бизнес-консультантов. Сформированы база знаний, предметных кейсов,

библиотека методической литературы, специализированных учебных курсов, содержащих как лекционный материал, так и бизнес-игры, тесты. Обладая таким кадровым составом, методическим материалом, а главное реальными практическими результатами, ТОО «КМГ Инжиниринг» по праву может участвовать в качестве кандидата на роль корпоративного центра компетенции в области бережливого производства.



**Рис. 5. Направления деятельности в рамках реализуемых проектов**

Специалисты ТОО «КМГ Инжиниринг» готовы оказать содействие компаниям группы «КазМунайГаз» в реализации совместных проектов по внедрению инструментов бережливого производства и повышению операционной эффективности производственных процессов.

#### **Список использованной литературы**

1. Дао Тоуота: 14 принципов менеджмента ведущей компании мира/Джеффри Лайкер; Пер. с англ.-2-е изд.-Альпина Бизнес Букс,2006.-402 с.- (Серия «Модели менеджмента ведущих корпораций»)
2. Коттер Дж. Управление изменениями. – М., «Альпина Паблишер», 2016, 263 с.
3. Масааки И. Гемба кайдзен: Путь к снижению затрат и повышению качества. – М., «Альпина Бизнес Букс», 2005, 346 с.

## **«ҚАЗМҰНАЙГАЗ» ТОБЫ БӨЛІМДЕРІНДЕГІ ҮНЕМДІ ӨНДІРІС ҚҰРАЛДАРЫН ЖҮЗЕГЕ АСЫРУ**

**Ә.Қ. Шақатова**

*Мақалада «Oil Services Company» ЖШС-нің үнемді өндіріс жобасын іске асыру тәжірибесі қарастырылады. Үнемді өндіріс құралдарын қолданудың өзектілігі, жобаны іске асыруға тартылған қызметкерлерді үнемді өндіріс негіздері мен құралдарына оқыту, шеберлік сыныптарын өткізу, жақсарту жөніндегі жобаларды іске асыру, «ҚазМұнайГаз» тобының кәсіпорындарында жұмыс орындарын стандарттау мәселелері қаралды.*

**Түйінді сөздер:** үнемді өндіріс, кайдзен, Лиан, ұйымдық даму.

## Информация об авторах

**Шахатова Алия Кайрлыевна** – ведущий инженер службы организационного развития Центра организационного развития и нормирования, [a.shakhatova@kmge.kz](mailto:a.shakhatova@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

## ДОССОРСКИЙ СОР. ИСТОРИЧЕСКИЕ И СОВРЕМЕННЫЕ ФАКТЫ

**Г.К. Имашева, А.С. Марданов, Т.С. Джаксылыков, Ж.С. Мурзагалиева**

*В настоящей статье рассматриваются вопросы, относящиеся к оценке текущего состояния соровых участков в районе старейшего месторождения Доссор в Атырауской области. Проект был связан с экологической деятельностью АО «Эмбаунайгаз», которое в рамках контрактов о недропользовании принимает участие в социально-экономическом развитии региона и его инфраструктуры. Данное исследование было реализовано согласно производственному плану и направлено на улучшение благополучия местного населения с целью защиты здоровья людей и окружающей среды.*

**Ключевые слова:** сор, рапа, водоносный горизонт, пластовые воды, загрязнение, засоление.

### Введение

Объектом исследования является соровое понижение, общей площадью 16,9 га, расположенное непосредственно в районе старейшего месторождения Доссор, на окраинах одноименного поселка в Макатском районе Атырауской области (рис. 1).

Фактически нефтяная промышленность Казахстана берет отсчет с Доссора, когда 29 апреля 1911 г. в урочище Доссор была пробурена скважина №3, из которой ударил мощный фонтан высококачественной, бессернистой, маслянистой нефти. Эта дата является знаменательной в истории зарождения, становления и развития нефтяной геологии и промышленности в стране.

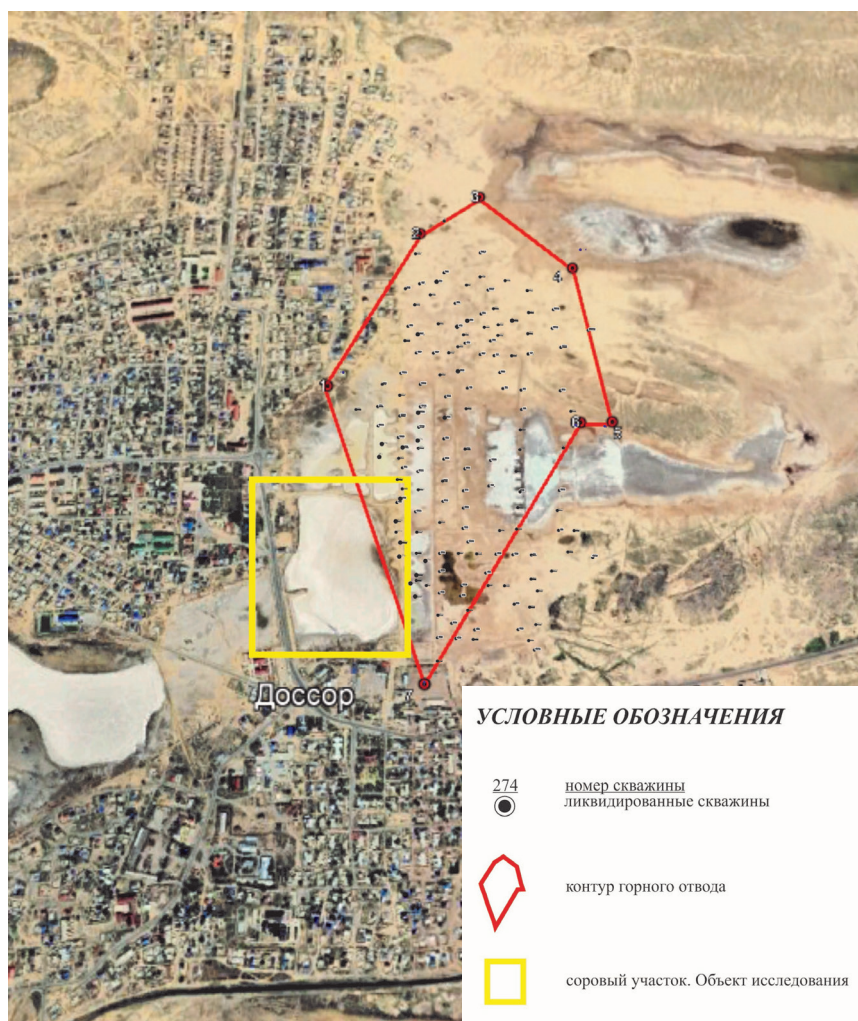
Месторождение с вековой историей с 2013 года находится в консервации. На месторождении были введены в разработку 7 среднеюрских нефтяных горизонтов (I, II, III, III-185уч., IX, X, XI). Весь пробуренный фонд – 546 скважин, в том числе 109 разведочных, 437 эксплуатационных, все скважины впоследствии ликвидированы. Возврат контрактной территории недропользователем АО «Эмбаунайгаз» произведен в январе 2023 года.

Местные власти связывали происхождение соровой воды с результатами добычи нефти на месторождении и намеревались в ближайшее время добиться захоронения соров за счет недропользователя.

Целью настоящей работы является исследование происхождения соровой воды и ее свойств, наличие загрязняющих веществ, а также оценка влияния на окружающую среду. Эти исследования являются продолжением комплексных работ по всестороннему изучению соровых участков в районе нефтяного месторождения и поселка Доссор.

Так, в 2021 году одной местной компанией были проведены инженерные изыскания в пределах солончака Доссор с целью разработки проектно-сметной документации для его захоронения. Участки соров были обследованы с выполнением детальной топографической съемки, по результатам которой построена цифровая модель местности. Основной целью изыскательских работ являлось проектирование захоронения соров. В результате выполненных работ разработан план захоронения соров с дальнейшим благоустройством территории и была рассчитана полная сметная стоимость перепланировки.

Кроме этого, в августе 2023 года, по заказу АО «Эмбаунайгаз» ТОО «Казахский научно-исследовательский институт почвоведения и агрохимии им. У.У. Успанова» провело исследование почвенного состояния земельного участка в поселке Доссор, по результатам которого даны характеристики почво-грунтов, проанализированы условия формирования соров и даны рекомендации по поэтапному освоению территории через ограничение поступления солей путем понижения уровня грунтовых вод.



**Рис. 1. Ситуационная схема участка работ**



Таким образом, изучение жидкой фазы соров, проведенное в рамках реализации данного проекта в 2023 году, является логическим завершением комплексного исследования Доссорского сора.

### **Анализ состояния участка сора**

По физико-географическим условиям район работ расположен в южной части Прикаспийской низменности. В орографическом отношении территория района работ представляет собой равнину, наклоненную к югу и юго-западу. Ее абсолютные отметки колеблются от -10 до -25 м.

Исторически так сложилось, что важную роль в формировании и пространственном распределении почвенного покрова Прикаспийской низменности играет микрорельеф, представленный здесь разнообразными по величине и форме западинами и блюдцами, генетически связанными с суффозионными, эрозионными и дефляционными процессами.

Для всей территории Атырауской области характерно развитие соров, имеющих различную величину и форму, образующих сложное кружевное поле. Встречаются они в пустынной и пустынно-степной зонах. Соры занимают самые низкие и наименее дренируемые участки земной поверхности, служащие очагами местного солесбора и для них характерно высокое засоление. Межсоровые пространства представляют собой невысокие увалы с относительным превышением до 10 м.

Современный озерно-соровый горизонт ( $IQ_{IV}$ ) представлен глинами, суглинками, переслаивающимися с илами и глинистыми песками, выполняющими многочисленные замкнутые понижения, интенсивно развитые на всей территории.

Озерно-соровые понижения являются местным базисом эрозии и плоскостного смыва с возвышенных частей равнины талыми и дождевыми водами ливневого характера. В жаркий период вода испаряется, а рыхлый взвешенный материал и соли осаждаются.

Почвенно-растительный покров представлен скудными полукустарничками, что обусловлено засоленностью грунтов и близким залеганием к поверхности минерализованных грунтовых вод. Региональными особенностями почвенно-растительного покрова являются широкое развитие процессов эрозии, засоления и осолонцевания почв, бедность флоры и своеобразие растительного покрова, его изреженность [1].

С целью изучения особенностей соров и рельефа местности было проведено экологическое и санитарно-гидрогеологическое обследование участка соров и прилегающей территории (рис. 2-4). В ходе обследования был выполнен отбор проб соровой воды на лабораторные исследования для полного химического анализа с определением содержания загрязняющих компонентов (рис. 5).

Также были отобраны образцы почвы для исследований и произведены измерения концентрации вредных веществ в воздухе.

В почвенном покрове определялось содержание нефтепродуктов и тяжелых металлов, таких как медь, цинк, никель, свинец (Cu, Zn, Ni, Pb). Полученные результаты химического анализа показали, что превышения предельно допустимой концентрации (далее – ПДК) компонентов в почве на изучаемой территории не наблюдается.

Для определения современного состояния атмосферного воздуха, пробы отбирались на определение максимально-разовых приземных концентраций диоксидов азота и серы, оксида азота, углеводородов, оксида углерода и пыли.

По результатам инструментального контроля в атмосферном воздухе концентраций, превышающих ПДК, не установлено.

Все виды исследований выполнены в лаборатории Атырауского филиала (далее – АФ) ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющей аттестат аккредитации №КЗ.Т.06.Е0524 от 27.08.2023 г.

Было выполнено несколько пеших маршрутов длиной 2,25 км по периферии Доссорского сора, а также в ходе обследования был выполнен визуальный осмотр ликвидированных скважин месторождения Доссор, расположенных на прилегающей территории к сорам (рис. 6). Аналогичные обследования проводились и на территории сора, расположенного в 25 км к востоку от п. Доссор, в районе месторождения Сагиз, которое также в настоящее время находится в консервации (рис. 7). К сожалению, воду из сора Сагиз отобрать не удалось из-за ее отсутствия. Пункты обследования находятся по обе стороны автотрассы Астрахань - Актау. Всего выполнено около 5 км пеших маршрутов.



**Рис. 2. Маршрут обследования участка сора с отбором проб воды, почвы и воздуха**

**Результаты обследования.** Обследование начато с участка соров, расположенных в пределах поселка Доссор (рис. 3-4). По мере приближения к сору чувствуется запах сероводорода. Из растительности изредка встречаются полукустарниковые биюргун, полынь и кермек. Почвенный покров неоднородный, комковатой структуры, разной окраски от темно-бурого, бурого до светлого палево-серого тона. Борта котловины высотой около 2,0 м, подвержены водной эрозии, имеются многочисленные мелкие овражные врезы по направлению к сору. Берега соровой котловины без растительности, болотистые, представляют собой вязкую массу глин, суглинков и илов.

Естественные источники пресной воды в районе исследования отсутствуют.

Между соровыми понижениями суша выступает в виде островков и узких перемычек, по ним возможно передвижение автотранспорта в сухое время года.

Дно сора покрыто сплошной коркой белой соли, образовавшейся при испарении рапы. Корка соли достаточно твердая и устойчивая под человеческим



весом, при ходьбе по ней издается легкий треск. В некоторых местах корка тоньше, легко продавливается, под коркой соли сохранилась горько-соленая вода со специфическим запахом. В трех точках по периферии были отобраны пробы соровой воды на полный химический анализ.



**Рис. 3. Соровая котловина, сверху покрыта коркой белой соли (п. Доссор)**



**Рис. 4. Берега соровой котловины (п. Доссор)**

Берега соровой котловины, граничащие с поселком превращены в стихийную свалку, много разного мусора, в основном, строительного.



**Рис. 5. Отбор проб соровой воды (п. Доссор)**

Также в ходе обследования были визуальны осмотрены наиболее близко-расположенные к сорам скважины и околоскважинные территории. Всего обследо-вано 20 ликвидированных скважин. На устьях скважин установлены тумбы с репером, на репере крашенные рельефные надписи: номер скважины, наимено-вание месторождения и НГДУ, даты начала и окончания бурения, год ликвида-ции (рис. 6).

По результатам визуального осмотра целостность тумбы на скважинах не нарушена, утечек жидкости не обнаружено. Ежемесячно проводятся рейдовые осмотры устьев всех скважин работниками НГДУ «Доссормунайгаз».



**Рис. 6. Ликвидированные скважины месторождения Доссор**

а) скважина 302Д; б) скважина 109; в) скважина 141;  
г) скважина 230; д) скважина 319; е) скважина 390



**Рис. 7. Соровая котловина (м. Сагиз)**

### **Возможные причины происхождения Доссорского сора**

Упоминания о наличии соров на месторождении Доссор есть в истории изучения месторождения в большинстве фондовой литературы, а также и в изданных книгах.

Перспективность структуры Доссор была известна с конца XIX века с 1874-1886 гг. на основании изучения наружных нефтегазопроявлений. Первые исследователи в 1874 году были командированы из царской России в Зауральские казахские степи специально для обследования соленых озер с целью найти нефтяные источники. Позже участники экспедиции отмечали, что по их наблюдениям, чисто поверхностные образования нефти в каспийских отложениях на самом деле просачиваются из более древних отложений. Нефть на поверхность поднимали пластовые воды. После более обстоятельного изучения и бурения скважин в ряде статей русскими геологами того времени было выдвинуто мнение о том, что нефтегенной формацией могут являться меловые и среднеюрские отложения [2]. В дореволюционный период геологами принимались меры к составлению геологических карт, но в то время им еще не было известно, что они имеют дело с соляными куполами.

Первые три глубокие разведочные скважины были пробурены в 1908-1909 гг. Нефть была получена с глубин 47-60 м дебитом от 1 до 1,7 т/сут. Скважины закладывались вокруг главного сора, где были обнаружены нефтегазопроявления, в непосредственной близости от выхода сброса грабена на поверхность.

Таким образом, данные исторических записей подтверждают наличие обширных соляных участков до фактического открытия месторождения и во время активной его разработки. В качестве дополнительного факта, представляем вырезку из топокарты L-39-22 1950 года выпуска масштаба 1:100 000 (рис. 8), где видно, что изучаемый сор существовал на тот момент и область развития сора совпадает с современным его очертанием.



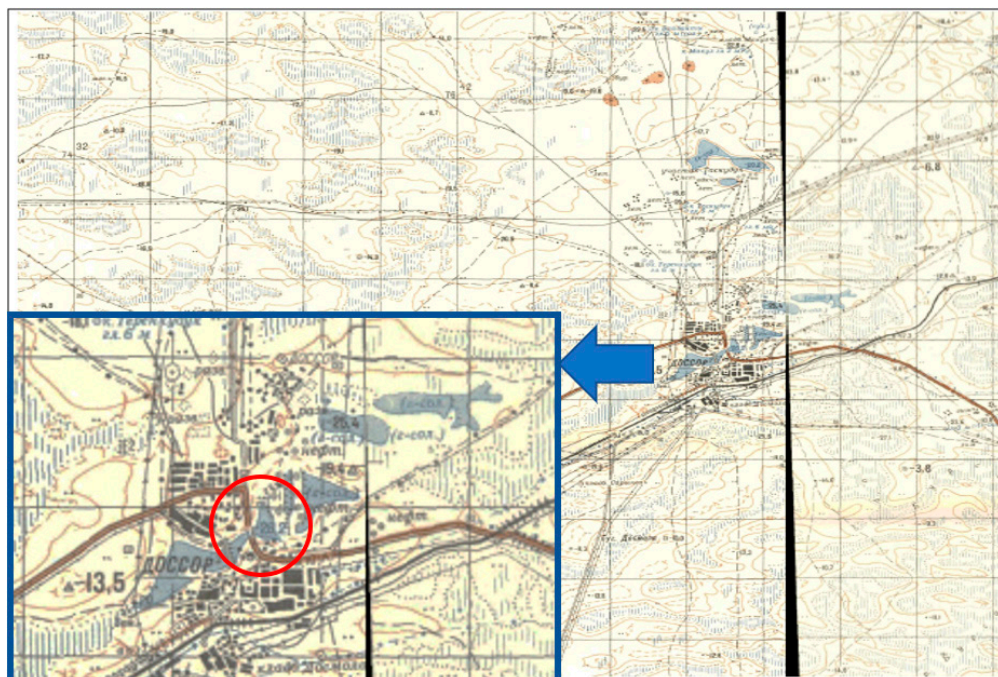


Рис. 8. Фрагмент топографической карты L-39-22 М 1:100 000 (Доссор, 1950 г.)

По результатам проведенного анализа минерализация соровой воды из Доссорского сора составляет в среднем  $323,8 \text{ г/дм}^3$  и классифицируется как крепкие рассолы хлоридно-кальциевого типа плотностью  $1,206 \text{ г/см}^3$ . Реакция кислотно-щелочного баланса (pH) в среднем составляет 6,77, что указывает на нейтральную среду. Из микроэлементов в водах определено содержание йода и брома, показатели которых сравнительно высокие – от 3,81 до 20,94  $\text{мг/дм}^3$  и от 209,5 до 367,35  $\text{мг/дм}^3$ , соответственно. Высокое содержание таких микроэлементов, как йод и бром, характерно для глубинных вод элизионного типа. Это свидетельствует о том, что питание водоносного горизонта соровых отложений осуществляется не только за счет атмосферных осадков, но и постоянного подпитывания водами нижележащих водоносных горизонтов и комплексов – четвертичных (капиллярно), а также юрских отложений. Отложения средней юры в своде крыльев соляного купола Доссор выходят на поверхность, что подтверждается данными скважин, вскрывающих мезозойский разрез. Глубина залегания среднеюрских отложений от 0 до 328 м, воды отложений повсеместно напорные (активный аквифер).

Как видно из рис. 9-10, на площади Доссор в сводовых частях купола во многих вскрытых скважинах меловые отложения отсутствуют, вследствие чего четвертичные отложения залегают непосредственно на среднеюрских породах.

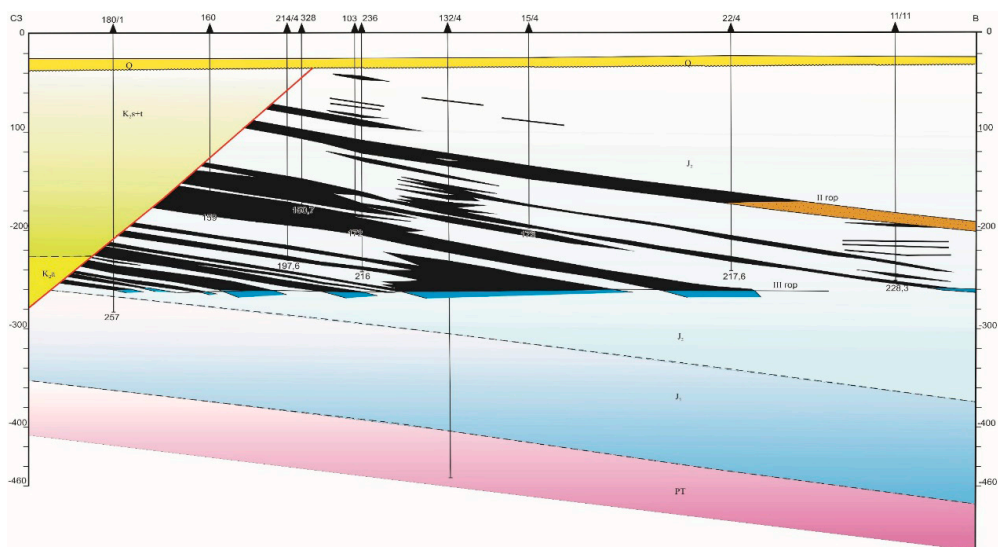


Рис. 9. Месторождение Доссор. Геолого-литологический профиль (СЗ-В)

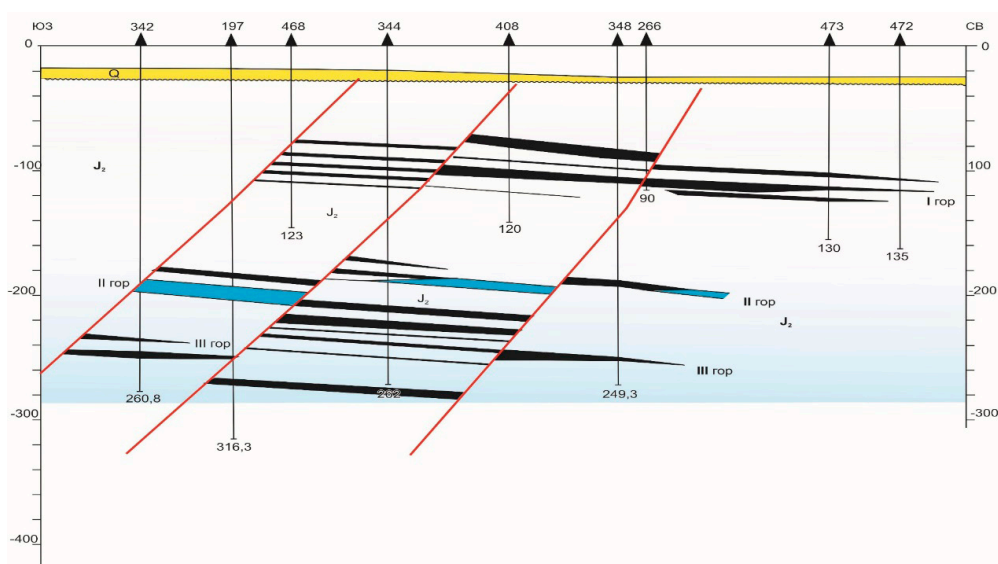


Рис. 10. Месторождение Доссор. Геолого-литологический профиль (ЮЗ-СВ)

В табл. 1 приводится сравнительный анализ минерализации и содержания микрокомпонентов, определенных в пластовых водах месторождения Доссор и в соровой воде Доссора. Следует отметить, что воды юрских отложений питаются в основном за счет подтока из нижележащих водоносных комплексов по зонам тектонических разломов.

**Табл. 1. Сравнительная таблица среднего содержания микрокомпонентов в подземных водах надсолевого структурного этажа месторождения Доссор**

№ пп	Наименование и индекс водоносных горизонтов и комплексов	Минерализация, г/дм³	Микрокомпоненты, мг/дм³	
			I-	Br-
Четвертичные отложения (Q)				
1	Озерно-соровый горизонт IQ <sub>IV</sub> (соровая вода)	323,8	10,65	309,5
2	Новокаспийский горизонт mQ <sub>IV</sub> nk	32-118	0,3-0,6	26,0
3	Хазаро-хвалынский комплекс mQ <sub>III</sub> hv + mQ <sub>II</sub> hz	18-153	0,1-1,2	31-125
4	Бакинский горизонт mQ <sub>I</sub> b	42-115	н.с.	до 70
Меловые отложения (K)				
5	Маастрихтский горизонт K <sub>2</sub> m	23,5-137	н.с.	н.с.
6	Сантонский горизонт K <sub>2</sub> st	9,9-80	н.с.	до 44
7	Сенонский горизонт K <sub>2</sub> sn	80-137	2	61
8	Альб-сеноманский комплекс K <sub>1+2</sub> al-s	80-155	0,35-2,0	77,5-120,1
9	Аптский горизонт K <sub>1</sub> a (Байчунас Ескене)	187-246,5	2,7-3,0	82-155
10	Неокомский горизонт K <sub>1</sub> nc	31,6-236,8	1,0-1,6	96-261
Юрские отложения (J) Продуктивные горизонты основного участка				
11	I среднеюрский горизонт	98,66-243,86	0,488-2,194	57,28-202,46
12	II среднеюрский горизонт	107,5-254,4	1,048-1,95	135,86-212
13	III среднеюрский горизонт	244,6-312,5	0,488-2,194	57,28-202,46
Продуктивные горизонты 185 участка				
14	III среднеюрский горизонт 185 участка	191,75-221,14	1,463-2,124	175,82-199,8
Продуктивные горизонты северного участка				
15	XI среднеюрский горизонт	204,9-218,4	0,731-2,267	195,8-209,12
16	X среднеюрский горизонт	208-214,2	1,41-2,22	210,45-222
17	IX среднеюрский горизонт	179,6-217,3	1,463-2,124	175,82-199,8
Пермо-триасовый комплекс (PT)				
18	Пермо-триасовый горизонт PT	216,7-224,7	1,0-5,2	261
Пермские отложения (P)				
19	Кунгурский горизонт P <sub>1</sub> kg	200-308	1,44	11,8

Кроме этого, следует обратить внимание на еще одно обстоятельство, косвенно подтверждающее теорию о глубинном происхождении соровых вод. Ввиду разнообразия химического состава существуют различные классификации подземных вод. В нефтегазовой гидрогеологии широко распространена классификация В.А. Сулина. Эта классификация предусматривает выделение типов воды по определенным соотношениям ионов, характерных для различных условий формирования подземных вод, в частности, вод нефтегазовых месторождений. Этой классификацией широко пользуются геологи-нефтяники.

В.А. Сулин выделяет четыре генетических типа подземных вод:

Табл. 2. Классификация вод по В.А.Сулину

Тип вод	Диагностические коэффициенты	Характерная обстановка формирования вод
Сульфатно-натриевый	$\frac{rNa^+}{rCl^-} > 1; \frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}} < 1$	Воды земной поверхности и зоны свободного водообмена
Гидрокарбонатно-натриевый	$\frac{rNa^+}{rCl^-} > 1; \frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}} > 1$	Воды земной поверхности, зон свободного и затрудненного водообмена
Хлоридно-магниевый	$\frac{rNa^+}{rCl^-} < 1; \frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}} < 1$	Воды морей и океанов и зоны затрудненного водообмена
Хлоридно-кальциевый	$\frac{rNa^+}{rCl^-} < 1; \frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}} > 1$	Воды зон отсутствия или затрудненного водообмена, особенно при высокой их минерализации

Как следует из изложенного, предложенные четыре типа В. А. Сулина являются генетическими. В нашем случае же генетический тип вод хлоридно-кальциевый и коэффициенты метаморфизации  $rNa^+/rCl^- = 0,64-0,88$  и  $rCl^- - rNa^+/rMg^{2+} = 1,06-1,26$ , то есть предполагается, что воды относятся к сформированным в условиях глубинной обстановки.

### Показатели загрязненности соровой воды

Для оценки экологического состояния сорового участка в водах также определялись: нитриты – от 0,09 до 0,56 мг/дм<sup>3</sup>, нитраты – от 0,214 до 0,36 мг/дм<sup>3</sup>, аммоний – от 0,1 до 0,22 мг/дм<sup>3</sup>, железо – от 0,5 до 4,8 мг/дм<sup>3</sup>, тяжелые металлы (медь, цинк, свинец, никель) в минимальных значениях. Также во всех пробах воды присутствует сероводород – от 0,83 до 1,94 мг/дм<sup>3</sup> и фенолы от 0,03 до 0,08 мг/дм<sup>3</sup>. Содержание нефтепродуктов в соровой воде низкое, в среднем 0,07 мг/дм<sup>3</sup>.

Обстановка, касательно загрязнения сорового участка нефтепродуктами и его производными, относительно благополучная.

Такие показатели, как химический потребитель кислорода (далее – ХПК) и биологический потребитель кислорода (далее – БПК) на сегодняшний день дают более эффективную характеристику качества воды. БПК характеризует количественное содержание органических соединений в воде, которые могут быть потреблены бактериями в процессе окисления органики. ХПК определяет общее количество органических и неорганических соединений, расходуемых на окисление. Расчет величины БПК проводится биологическим методом, имитирующим природные процессы самоочищения в водном объекте и основывается на способности микроорганизмов использовать растворенный кислород для биохимического окисления загрязняющих веществ.

В нашем случае, по количеству ХПК и БПК, значительно превышающих обычные нормы, можно судить о наличии стойких органических соединений, что говорит о возможном присутствии сточных вод, которые образовались за счет сброса в сор сильно загрязненных вод. Количество БПК больше 5,0 мг/дм<sup>3</sup> свидетельствует о степени биологического загрязнения. Величина БПК в соровой воде составляет от 10 до 35 мг/дм<sup>3</sup>.



Уровень ХПК (до 1658 мг/дм<sup>3</sup>) также показывает величину общего антропогенного загрязнения.

Необходимо отметить, что какую-то часть стоков можно отнести к ливневым, то есть это атмосферные осадки в смеси со смывами с поверхностей застроенных и незастроенных территорий, так как соры являются местным базисом, куда стекаются талые воды. Но так как сумма годового количества осадков не превышает 200 мм, все-таки, возникают опасения насчет несанкционированного сброса загрязненных вод в соры.

Соровую воду, естественно, невозможно использовать для каких-то нужд, но сброс сточных вод в соры наносит ущерб экологии, и в первую очередь, человеческому организму.

Содержащиеся вредные вещества в сточных водах далее по цепочке попадают в воздух и почву. Воздух – самый главный фактор, влияющий на здоровье человека. Загрязненный воздух и вредные вещества попадают непосредственно в организм человека.

Растения, растущие на загрязненной почве, съедают домашние животные. Мясо и молоко животных употребляют в пищу люди. Попав в организм, вредные вещества способны вызвать множество проблем со здоровьем.

Соры играют важную роль в экосистемах местности, так как являются местом солесбора, и создают таким образом благоприятные условия для роста растительности на внесоровой территории, облагораживая и опресняя почву.

Соры, несомненно, представляют собой природный индикатор состояния окружающей среды, а также, как уникальный геологический и экологический объект, является предметом изучения и охраны.

Например, в 20 км к юго-западу от изучаемого сора находится сор Карабатан, так называемое грязевое озеро. Чудодейственная сила грязи озера Карабатан были известны коренному населению Прикаспия с давних времен.

**Лечебные грязи этого озера** – природные образования, состоящие из воды, минеральных и органических веществ, представляющие собой однородную пластическую массу, обладающую тепловыми свойствами. Люди, использовавшие грязь для облегчения от различных недугов, отмечали заметное улучшение своего здоровья. Озеро Карабатан – реликтовое, представляет собой залежи тысячелетиями созревавшей сульфидно-хлоридно-натриевой иловой грязи. По заключению курортологов, целебная грязь озера Карабатан, по эффективности идентична грязевым источникам Саки и Шира Крымского полуострова и источникам Мертвого моря Израиля, так как содержит в своем составе: сероводород, органические вещества, минеральные соли и биологически активные вещества (гормоноподобные, пенициллиноподобные ферменты, витамины, липиды, пигменты и т.д.).

### **Заключение**

Широкое распространение соров и солончаков характерно для пустынь и полупустынь Центральной Азии, в частности Казахстана, но причины образования для каждого из регионов разные, так как есть отличия в генезисе, составе и миграции солей.

На основе обобщения и анализа геологических и гидрогеологических материалов выдвинуты основные факторы формирования и развития соров на территории Прикаспийской впадины:

1. **Широкое распространение засоленных почвообразующих пород.** Распространение солоносных пород для Прикаспийской низменности закономерно, так как территория была некогда морским дном. Прикаспийская впадина является областью древнего соленакопления, которое продолжается и в современное время. Соли в почве находятся в виде растворов, растворимость солей высокая, площадь испарения большая, поэтому избыток солей остается в почве.
2. По сути, **соры – это высохшие озера.** Озерные отложения или осадки, когда-то заполнявшие разветвленную сеть или депрессии рельефа, отражая длительную регрессивную эпоху Каспийского моря.
3. **Недостаток атмосферных осадков.** В условиях резкого преобладания испарения над выпадением осадков, вследствие жаркого и засушливого резко континентального климата, вода испаряется с поверхности почвы, соли остаются на поверхности, что приводит к их дальнейшему накоплению.
4. **Соляные купола и штоки.** Они также выступают источником засоления, так как залегают близко к поверхности земли.
5. **Повышенный уровень и сильная минерализация грунтовых вод.** Уровень грунтовых вод близко расположен к дневной поверхности, соли поднимаются на поверхность вместе с водой. Идет постоянная подпитка поверхностных горизонтов за счет капиллярного подъема, что обеспечивает обширное засоление.
6. **Результат деятельности ветров.** Регулярно дующие ветры способны захватывать соленую пыль Каспийских побережий и переносить ее на огромные расстояния вглубь материка.

Таковы, в основных чертах, главнейшие естественные пути развития соров в местной природе. Несомненно, возможны также искусственные причины образования соров, например, неправильное использование земель, орошение полей и т.д.

Но, собрав и проанализировав значительный имеющийся объем исторических и современных материалов, в том числе данные о геологическом строении региона (стратиграфии, тектоники, геологической и гидрогеологической характеристике района), а также на основе выполненных лабораторных исследований образцов соровой воды, можно подытожить: Доссорский сор образовался естественным путем и имеет природное происхождение, сформированное благодаря уникальным геологическим условиям региона. Он появился задолго до начала нефтедобычи и сохраняет признаки своего глубинного происхождения. На это указывают все имеющиеся материалы, от исторических архивных записей (в которых упоминания о наличии сора датируются концом XIX – началом XX века) до результатов микрокомпонентного анализа проб воды (свойства которой по ряду параметров соответствуют пластовым водам). В то же время нет ни одного фактического (документального) подтверждения, что появление и развитие сора каким-либо образом связано с антропогенным воздействием (хозяйственной деятельностью человека).

Любое вмешательство в структуру сора в конечном итоге может привести к необратимым опасным геологическим процессам, как вторичное засоление, заболачивание и подтопление, с ухудшением без того хрупкой экологической ситуации.

### Список использованной литературы

1. Диаров М.Д. Экология и нефтегазовый комплекс. – Монография в 7-и томах. Алматы, 2003.
2. Калинин Н.А. Основные черты геологического строения и нефтегазоносность Западного Казахстана. – Ленинград, Красный печатник, 1963.

## ДОССОР СОРЫ. ТАРИХИ ЖӘНЕ ЗАМАНАУИ ДЕРЕКТЕР

**Г.К. Имашева, А.С. Марданов, Т.С. Джаксылыков, Ж.С. Мурзагалиева**

*Бұл мақалада Атырау облысындағы көне Доссор кен орны аймағындағы сор учаскелерінің қазіргі жағдайын бағалауға қатысты мәселелер қарастырылған. Жоба жер қойнауын пайдалануға келісім-шарттар шеңберінде өңірдің әлеуметтік-экономикалық дамуына және оның инфрақұрылымын дамытуға атсалысатын «Ембімұнайгаз» АҚ-ның экологиялық қызметіне қатысты болды. Бұл зерттеу өндірістік жоспарға сәйкес жүзеге асырылды және адам денсаулығы мен қоршаған ортаны қорғау мақсатында жергілікті халықтың әл-ауқатын жақсартуға бағытталды.*

**Түйінді сөздер:** сор, тұздық, сулы қабат, қабат суы, ластану, тұздану.

### Информация об авторах

**Имашева Гульшат Кенжалиевна** – ведущий инженер-гидрогеолог службы геологии и геологоразведки, [G.Imasheva@kmge.kz](mailto:G.Imasheva@kmge.kz)

**Марданов Алтынбек Сулейменович** – директор Атырауского филиала «КМГ Инжиниринг», [A.Mardanov@kmge.kz](mailto:A.Mardanov@kmge.kz)

**Джаксылыков Талгат Саинович** – первый заместитель директора филиала по геологии и разработке, [T.Jaxylykov@kmge.kz](mailto:T.Jaxylykov@kmge.kz)

**Мурзагалиева Жансая Сайлауовна** – директор департамента геологии, [Zh.Murzagaliyeva@kmge.kz](mailto:Zh.Murzagaliyeva@kmge.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», Атырауский филиал, г. Атырау, Казахстан

## НАБЛЮДАЕМЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В КАЗАХСТАНЕ

**Д.П. Дуненбаев**

*Изменение климата представляет собой одну из ключевых глобальных проблем современности, оказывающую значительное влияние на природные и социально-экономические системы. В статье рассмотрена история климатических измерений, и продемонстрированы более высокие темпы потепления, наблюдающиеся в Казахстане, чем средние глобальные значения.*

*Полученные результаты подтверждают необходимость учёта климатических рисков в региональной политике и разработке адаптационных мер, особенно в отраслях, подверженных климатическому воздействию, включая нефтегазовую сферу.*

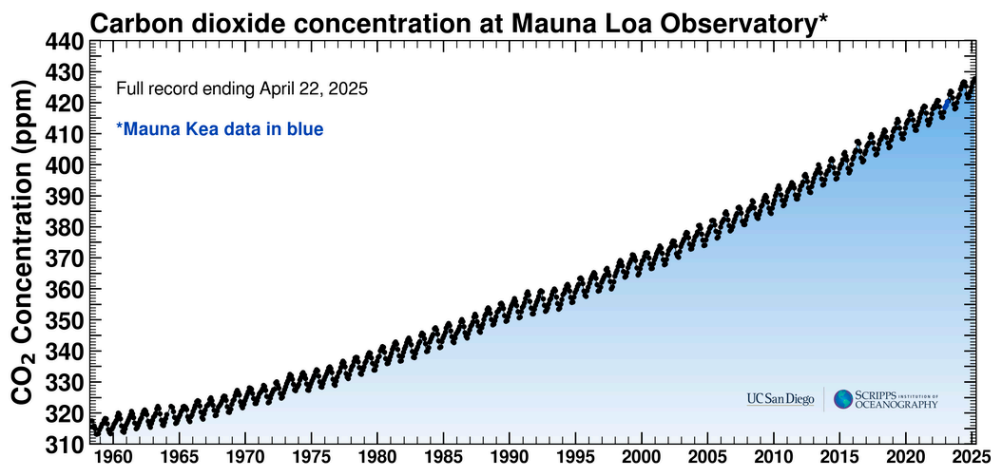
**Ключевые слова:** изменение климата, климатические риски, климатическая уязвимость.

## Введение

Изменение климата – одно из наиболее значимых глобальных вызовов современности, оказывающее влияние как на окружающую среду, так и на экономику, здоровье населения и устойчивость экосистем. Под изменением климата принято понимать долговременные изменения температуры, режима осадков и других метеорологических параметров, вызванных как естественными, так и антропогенными причинами.

Исторически климат Земли изменялся под действием природных факторов, таких как солнечная активность и вулканическая деятельность [1]. Однако с начала промышленной эры, начиная с середины XIX века, основным драйвером климатических изменений становится деятельность человека – сжигание ископаемого топлива, вырубка лесов, индустриализация и рост энергетического потребления [2]. В результате наблюдается рост концентрации парниковых газов в атмосфере, прежде всего диоксида углерода ( $\text{CO}_2$ ), метана ( $\text{CH}_4$ ) и закиси азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ), что усиливает парниковый эффект и приводит к глобальному потеплению.

С 1958 года на станции Мауна-Лоа Чарльз Дэвид Килинг начал регулярные измерения уровня  $\text{CO}_2$  в атмосфере. С момента начала измерений наблюдается неуклонный рост концентрации углекислого газа. Кривая Килинга на рис. 1 наглядно демонстрирует этот тренд, отражающий как сезонную, так и долговременную динамику [3]. Первоначальная концентрация углекислого газа составляла чуть более 310 частей на миллион (от англ. parts per million – частей на миллион – единица измерения концентрации – далее ppm). В 2023 г. составляла около 420 ppm [4]. По данным на 2025 г., концентрация  $\text{CO}_2$  превышает 425 ppm, что является рекордным значением за последние 800 тыс. лет.



**Рис. 1. Кривая Килинга**

Ист.: Официальный сайт Института океанографии имени Скриппса, Калифорнийский университет Сан-Диего

Научное сообщество давно указывает на тесную связь между ростом концентрации парниковых газов и повышением глобальной температуры. Согласно оценкам Межправительственной группы экспертов по изменению климата (далее – МГЭИК) и работам советских учёных, таких как Будыко М.И., темпы антропогенного воздействия на климат увеличиваются, что требует системного научного осмысления и оценки рисков на региональном уровне.

Казахстан, как государство, расположенное в срединной части Евразии, удалённое от океанов, особенно уязвим к климатическим изменениям. Темпы повышения температуры здесь превышают среднемировые значения, а климатические аномалии – засухи, пыльные бури, дефицит влаги – приобретают всё более устойчивый характер. Это обуславливает необходимость комплексного анализа наблюдаемых климатических изменений в стране с учётом пространственной и сезонной дифференциации, а также их потенциального влияния на социально-экономическую устойчивость регионов.

Целью исследования является анализ наблюдаемых изменений климата в Казахстане за последние десятилетия на основе климатических данных и научных источников. Для этой работы использованы данные национальных и международных климатических докладов, результаты измерений с метеостанций, исторический обзор научных исследований, статистический анализ температурных и осадочных трендов.

Установлен устойчивый тренд повышения среднегодовой температуры воздуха, особенно в весенний и летний сезоны.

### **Теоретические основы изменения климата**

Изменение климата – это сложный многофакторный процесс, включающий в себя как природные климатические колебания, так и антропогенные воздействия. Природные изменения обусловлены изменениями орбиты Земли, солнечной активности, вулканической активности и океанических течений. Однако в последние полтора столетия доминирующую роль приобрели антропогенные факторы, прежде всего связанные с выбросами парниковых газов.

Фундаментальные основы понимания парникового эффекта были заложены в XIX веке. В 1824 г. французский ученый Жозеф Фурье впервые описал способность атмосферы удерживать тепло, а в 1827 г. представил гипотезу о механизме этого эффекта. Позднее, в 1859 г., британский физик Джон Тиндал экспериментально доказал, что такие газы, как  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  и  $\text{H}_2\text{O}$ , активно поглощают инфракрасное излучение, тем самым влияя на температурный баланс планеты [1].

Первую количественную модель влияния концентрации  $\text{CO}_2$  на глобальную температуру предложил шведский ученый Сванте Аррениус в 1896 г., предсказав рост температуры при удвоении содержания  $\text{CO}_2$  в атмосфере. Его расчёты были впоследствии подтверждены эмпирическими наблюдениями, в частности работами Гая Каллендера в 1938 г., который установил связь между ростом концентрации  $\text{CO}_2$  и повышением температуры [1].

С начала индустриальной эпохи наблюдается устойчивый рост выбросов парниковых газов вследствие сжигания ископаемого топлива, урбанизации и изменений землепользования. Эти процессы приводят к увеличению радиационного форсинга – избытка энергии, удерживаемой в системе Земля – атмосфера, что и является причиной глобального потепления.

Согласно оценкам советского ученого М.И. Будыко [1, 5], антропогенные источники тепла и выбросы  $\text{CO}_2$  играют ключевую роль в нарушении теплового баланса планеты. Он выделял три основных фактора изменения климата:

- рост концентрации углекислого газа в атмосфере;
- увеличение объема производства и потребления энергии;
- изменение содержания атмосферных аэрозолей.

По его расчетам, уже в 2020 г. прирост глобальной температуры мог составить  $0,5^\circ\text{C}$ , а к 2050 году – до  $2^\circ\text{C}$ . Современные наблюдения подтверждают актуальность этих прогнозов.

В 1990 г. Межправительственная группа экспертов по изменению климата (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), далее – МГЭИК) опубликовала первый оценочный доклад, в котором была подтверждена ключевая роль человека в усилении парникового эффекта [6]. На сегодняшний день IPCC аккумулирует данные из тысяч рецензируемых исследований, обеспечивая научную базу для международных климатических соглашений, таких как Парижское соглашение.

Таким образом, понимание природы и механизмов климатических изменений формирует основу для оценки текущих наблюдаемых процессов и разработки адаптационных стратегий.

По данным Всемирной метеорологической организации, среднегодовая приземная температура в 2023 г. превысила доиндустриальный уровень (1850–1900 гг.) на  $1,45 \pm 0,12^\circ\text{C}$ . Этот год стал самым тёплым за всю историю инструментальных наблюдений. Прирост температуры в последние десятилетия особенно заметен в северном полушарии, где нагрев происходит быстрее из-за особенностей распределения суши и океана [4].

Наблюдаемый тренд подтверждает сценарии, разработанные МГЭИК, согласно которым при сохранении текущих темпов выбросов глобальное потепление может превысить  $2^\circ\text{C}$  уже к середине XXI века, что существенно увеличивает риски для климатической устойчивости планеты.

Основные источники выбросов парниковых газов включают:

- энергетику (сжигание угля, нефти, газа);
- промышленность и транспорт;
- сельское хозяйство (особенно животноводство – метан);
- изменения землепользования (включая вырубку лесов).

Вклад разных секторов в глобальные выбросы варьируется, однако все они в совокупности усиливают парниковый эффект. Согласно отчету МГЭИК [7], без немедленных и глубоких сокращений выбросов, достижение целей Парижского соглашения (удержание потепления в пределах  $1,5^\circ\text{C}$ ) становится маловероятным.

Понимание последствий глобального потепления выходит за рамки естественных наук и включает социальноэкономические и геополитические аспекты. В частности, Всемирный экономический форум с 2011 г. выделяет климатические и экологические угрозы как одни из самых вероятных и опасных глобальных рисков [8]. К примеру, на рис. 2 видно, что в 2020 г. все пять ведущих рисков имели экологический характер, включая экстремальные погодные явления, неудачные климатические действия и утрату биоразнообразия.

Таким образом, глобальные климатические изменения уже выходят за рамки научного интереса, становясь предметом стратегического планирования в политике, экономике и бизнесе.



Наблюдаемые изменения климата в Казахстане

Казахстан, находясь в средних широтах Евразийского континента и на значительном удалении от океанов, демонстрирует более интенсивные темпы потепления по сравнению с глобальными показателями. Согласно данным Восьмого Национального сообщения и Пятого Двухгодичного доклада Республики Казахстан, средняя скорость роста температуры воздуха в Казахстане за период с 1976 по 2021 г. составила 0,32°С за 10 лет, в то время как глобальный показатель – 0,18°С за 10 лет [9].

На рис. 3 отчётливо прослеживается устойчивый тренд повышения температуры, особенно в весенние месяцы. Анализ аномалий показывает, что 2020 г. стал самым тёплым за всю историю наблюдений, с аномалией +1,92°С. Из десяти самых тёплых лет в истории страны девять приходятся на XXI век, что подтверждает устойчивый тренд потепления.

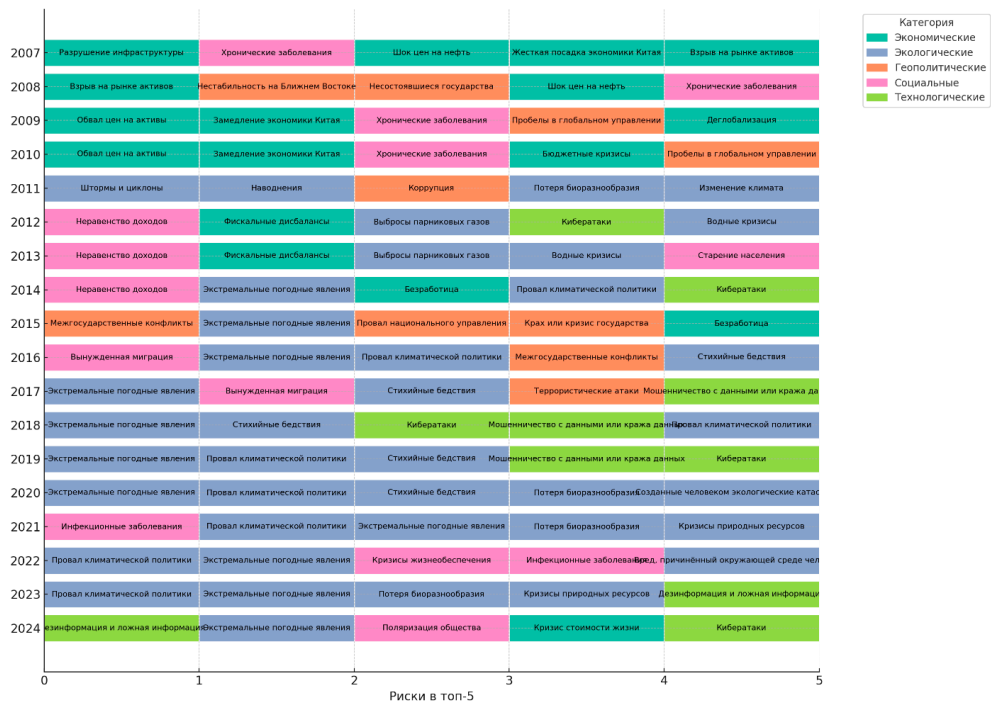


Рис. 2. Топ – 5 глобальных рисков 2007-2024 гг.  
Составлено автором. Исм.: The Global Risks Report, 2020-2024

Темпы роста температуры различаются по сезонам и регионам. Наиболее выраженное потепление наблюдается весной – более +1°С/10 лет в западных, юго-западных и центральных регионах страны. Летом изменения температуры также устойчивы, особенно в западной части Казахстана. Осенью и зимой фиксируются умеренные или незначительные изменения, при этом в центральных и восточных областях в зимние месяцы наблюдается даже небольшое похолода-

ние (до  $-0,1^{\circ}\text{C}/10$  лет), что может быть связано с региональными циркуляционными особенностями.

Рис. 4 демонстрирует скорость изменения сезонной температуры воздуха, подчёркивая пространственную неоднородность климатических изменений. Наиболее интенсивное потепление зафиксировано в западной и юго-западной части страны – до  $+1,0^{\circ}\text{C}/10$  лет.

Год	Аномалия, $^{\circ}\text{C}$	Ранг
2020	1,92	1
2013	1,89	2
1983	1,76	3
2015	1,64	4
<b>2021</b>	<b>1,58</b>	<b>5</b>
2002	1,55	6
2004	1,53	7
2019	1,50	8
2016	1,48	9
2007	1,46	10

**Рис. 3. Десять самых теплых лет и соответствующие аномалии среднегодовой температуры воздуха, осредненные по территории Казахстана**

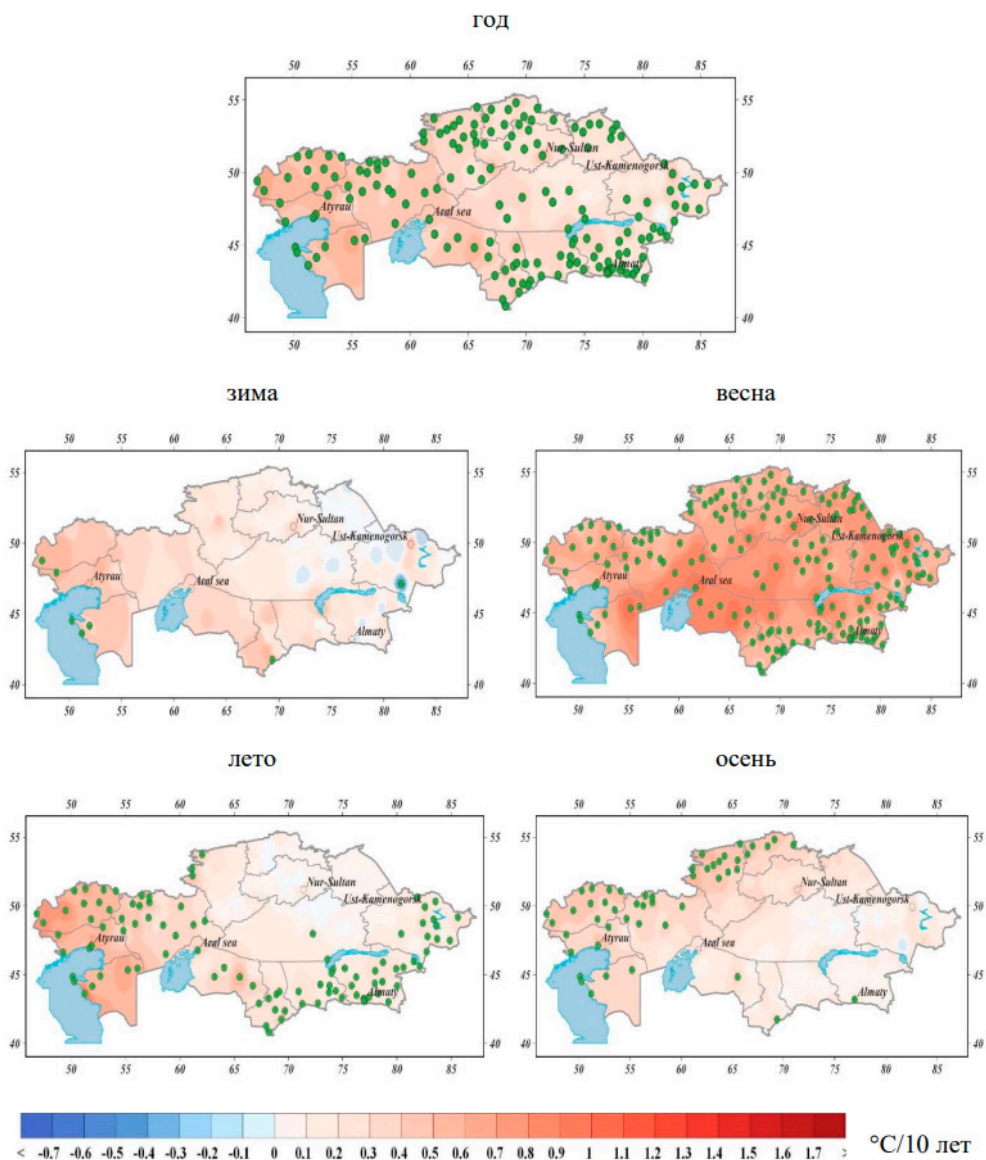
*Ист.: Восьмое Национальное сообщение и Пятый Двухгодичный доклад Республики Казахстан Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2023 г.*

Согласно индексам частоты экстремальной жары, в западных и южных регионах Казахстана наблюдается рост количества дней с максимальной температурой выше  $30^{\circ}\text{C}$  на 4–7 дней за 10 лет. Это оказывает негативное влияние на экосистемы, сельское хозяйство, здоровье человека и животноводство. В отдельных северных регионах, напротив, фиксируются слабо выраженные отрицательные тренды, что подтверждает высокую пространственную неоднородность изменений (рис. 5).

Для детальной оценки были проанализированы данные пяти метеостанций, Атырау, Мугоджарская, Сам, Форт-Шевченко и Шымкент (рис. 6). Во всех случаях выявлен положительный температурный тренд [10]. В Атырау рост составил  $\sim 0,5^{\circ}\text{C}$  за декаду, в Сам и Форт-Шевченко – до  $+1,5^{\circ}\text{C}$  за 30 лет. На станциях Мугоджарская и Шымкент также фиксируется потепление, несмотря на наличие пропущенных данных. Эти данные подтверждают усиление климатических изменений в западных и южных регионах страны.

Изменения климата проявляются не только в росте температуры, но и в изменении режима атмосферных осадков. Осадки представляют собой важный элемент гидрометеорологической системы, оказывающий влияние на водный баланс, сельское хозяйство, биоразнообразие и устойчивость экосистем. Анализ долгосрочных наблюдений показывает высокую сезонную и пространственную неоднородность осадков в Казахстане.

На протяжении 1960–1970-х гг. на большей части территории страны наблюдалось снижение годового количества осадков. Однако в последние четыре десятилетия четкой направленной долгосрочной тенденции не выявлено. Вместо этого фиксируется чередование коротких периодов с положительными и отрицательными аномалиями (рис. 7).



**Рис. 4. Скорость изменения средней сезонной температуры приземного воздуха (оС/10 лет) на территории Казахстана в период 1976–2021 гг.**

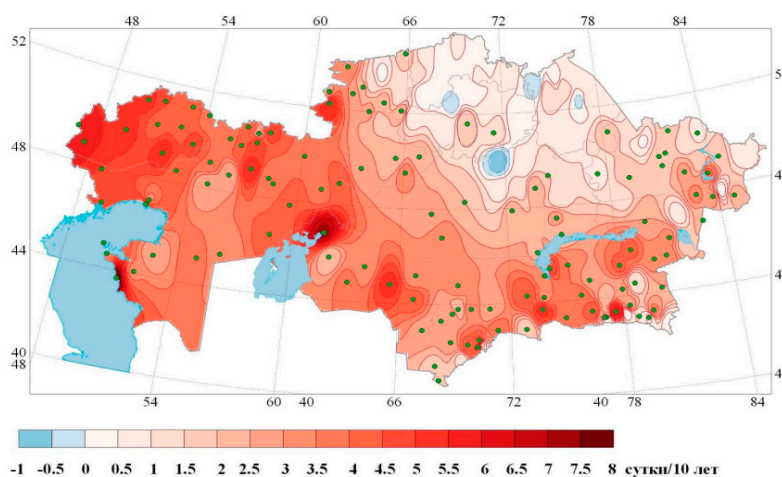
*Зеленым кружком выделены пункты, по данным которых коэффициенты тренда статистически значимые на 5%-м уровне.*

*Ист.: Восьмое Национальное сообщение и Пятый Двухгодичный доклад Республики Казахстан Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2023 г.*

С 2019 по 2021 гг. наблюдается отчётливое снижение годовых осадков, что может свидетельствовать о возобновлении нисходящего тренда в отдельных регионах. Эти данные согласуются с результатами анализа по сезонам и административным областям.

Различия в динамике осадков по сезонам особенно заметны:

- Зима. В некоторых регионах, например в Акмолинской и Алматинской областях, наблюдается увеличение осадков – до +9,0% нормы за 10 лет. Однако в западных регионах (например, в Западно-Казахстанской области) фиксируется убывание – до -4,0% нормы за 10 лет.
- Весна. Большинство областей демонстрируют умеренно положительные тенденции. Особенно выделяются регионы северной половины Казахстана, где темпы прироста осадков достигают +9,2–16,6% нормы за 10 лет, при этом наибольший вклад в прирост даёт март.
- Лето. В летний сезон тенденции не выражены, поскольку вклад тренда в общую дисперсию осадков не превышает 4%. Это свидетельствует об отсутствии устойчивых изменений.
- Осень. Наиболее выражены отрицательные тренды. Особенно ярко снижение осадков наблюдается в Актюбинской, Костанайской, Мангистауской и Кызылординской областях – до -12,6% нормы за 10 лет, при высоких значениях коэффициента детерминации (6–16%).



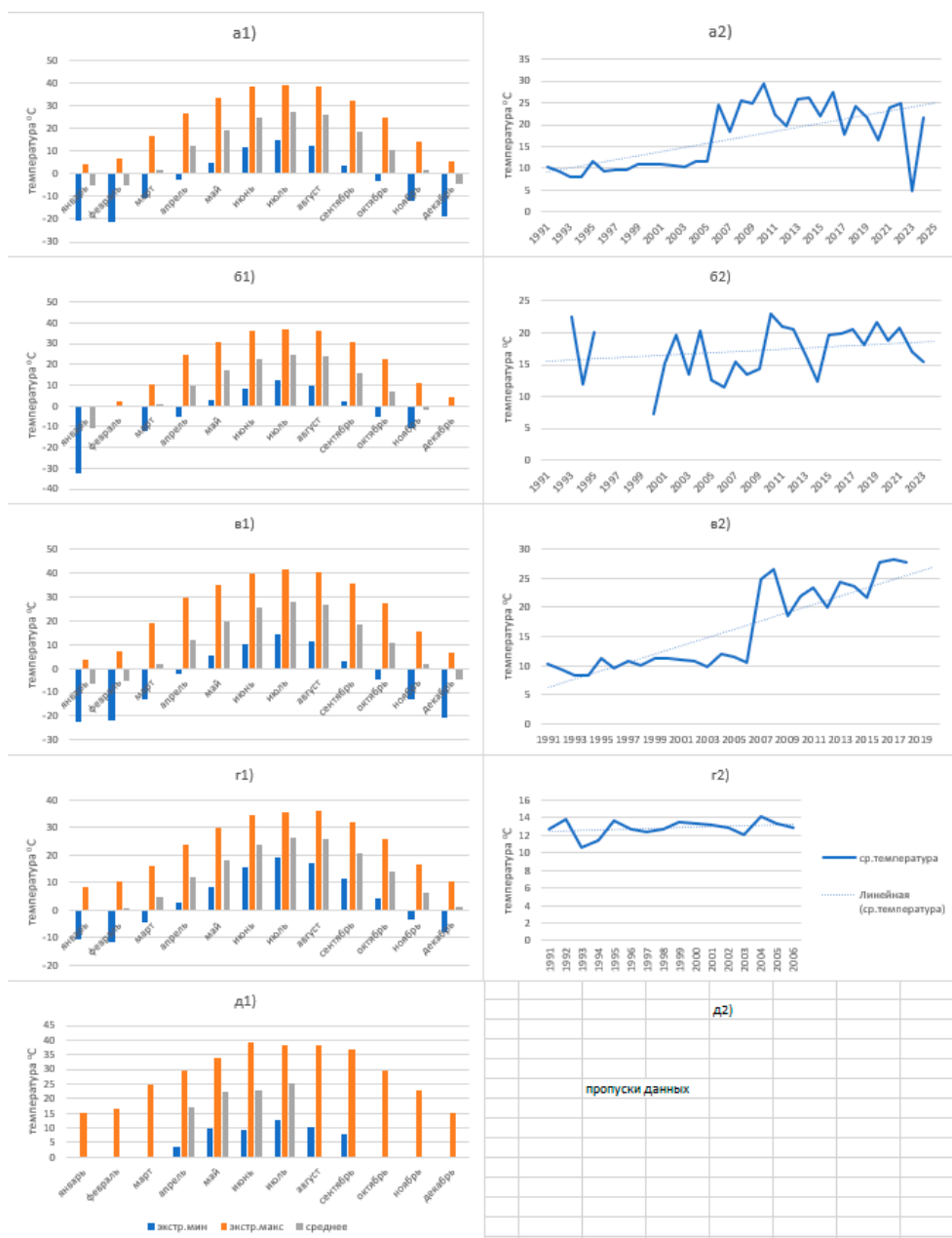
**Рис. 5. Изменение в количестве дней, когда максимальная суточная температура равна или выше 30°C (сутки/10 лет), рассчитанное за период 1961–2021 гг. (индекс TXge30)**

*Зелеными кружками выделены пункты, по данным которых коэффициенты тренда статистически значимы на 5%-м уровне.*

*Ист.: Восьмое Национальное сообщение и Пятый Двухгодичный доклад Республики Казахстан Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2023 г.*

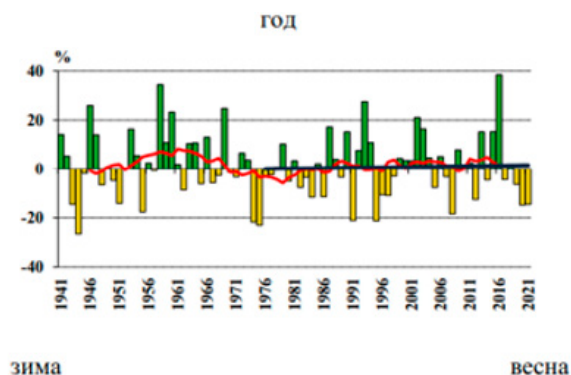
Таким образом, можно утверждать, что осадки уменьшаются в осенне-летний период в наиболее засушливых регионах страны, включая районы присутствия нефтегазового сектора, что усиливает их уязвимость к водному дефициту.

Картографические данные на рис. 8 указывают на высокую пространственную вариативность трендов. В ряде регионов с засушливым климатом отмечается статистически значимое снижение осадков, тогда как в северных и восточных – умеренное увеличение. Такая неоднородность требует адаптации климатических моделей и подходов к управлению водными ресурсами на локальном уровне.



**Рис. 6. Средний годовой ход температуры и средняя годовая температура на метеостанциях**

*a1 – д1 – средний годовой ход температуры: a1 – Атырау, б1 – Мугоджар (Актюбинская область), в1 – Сам (Мангыстауская область), г1 – Форт-Шефченко, д1 – Шымкент;*  
*a2 – д2 – средняя годовая температура: a2 – Атырау, б2 – Мугоджар (Актюбинская область), в2 – Сам (Мангыстауская область), г2 – Форт-Шефченко, д2 – Шымкент*  
 Составлено автором. Ист.: База климатических данных Национального управления океанических и атмосферных исследований Министерства торговли США



**Рис. 7. Временные ряды аномалий годовых и сезонных сумм осадков (%), пространственно осредненных по территории Казахстана за период 1941–2021 гг.**  
*Аномалии рассчитаны относительно базового периода 1961–1990 гг.*  
*Линейный тренд за период 1976–2021 гг. выделен черным цветом.*  
*Сглаженная кривая получена 11-летним скользящим осреднением.*  
*Ист.: Восьмое Национальное сообщение и Пятый Двухгодичный доклад Республики Казахстан Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2023*

Наблюдаемые изменения климата в Казахстане – рост среднегодовой температуры, учащение температурных аномалий, пространственная неоднородность осадков – свидетельствуют о формировании новых климатических условий, способных существенно повлиять на устойчивое развитие страны. Наибольшая степень потепления наблюдается в западных и юго-западных регионах Казахстана, где также фиксируется наиболее интенсивное снижение осадков в осенний и летний периоды. Эти территории совпадают с зонами размещения важнейших промышленных объектов, включая нефтегазовый сектор, что делает их особенно уязвимыми к последствиям климатических аномалий – засухам, жарким дням, дефициту влаги.

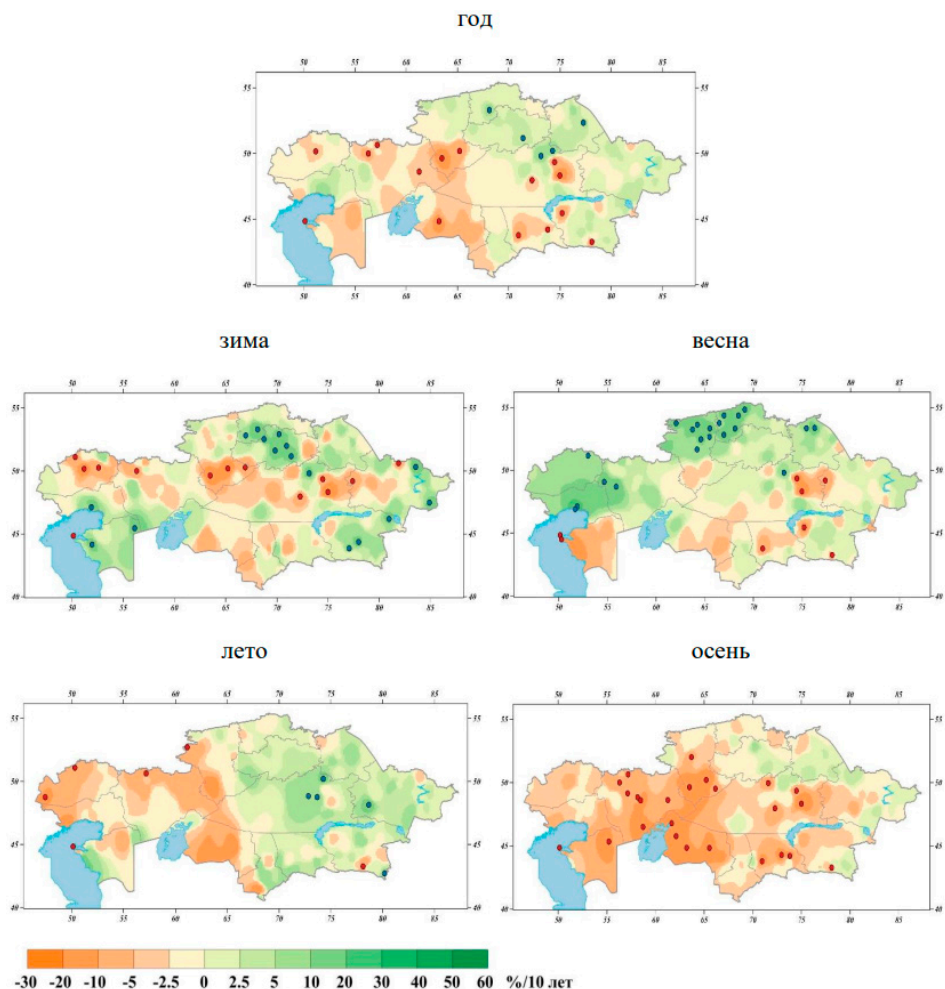
Кроме того, пространственная неоднородность трендов требует локализованного подхода к оценке климатических рисков. Например, северные регионы демонстрируют как рост температуры, так и увеличение осадков, тогда как южные – чаще сталкиваются с жаркими, засушливыми условиями.

Последствия климатических изменений могут нарушать функционирование ключевых отраслей экономики:

- сельское хозяйство страдает от дефицита влаги, снижения урожайности, деградации почв и нарушений в агроклиматических зонах;
- энергетика и транспорт подвержены перегрузкам в условиях экстремальной жары, пыльных бурь и колебаний водных ресурсов;
- здравоохранение сталкивается с ростом тепловых ударов, заболеваний, связанных с загрязнением воздуха и ухудшением условий жизни;
- городская инфраструктура требует адаптации к экстремальным погодным явлениям – ливням, штормам, резким перепадам температур.

По данным Всемирного экономического форума, с 2011 г. экологические и климатические угрозы последовательно входят в топ-5 глобальных рисков по вероятности и степени воздействия [8]. В 2020 г., например, все пять наиболее приоритетных глобальных рисков были экологическими (экстремальные погодные явления, неудачные климатические действия, утрата биоразнообразия и др.).





**Рис. 8. Скорость изменения сезонного количества осадков (% /10 лет) на территории Казахстана в период 1976–2021 гг.**

*Цветными кружками выделены коэффициенты тренда, значимые на 5%-м уровне.  
Ист.: Восьмое Национальное сообщение и Пятый Двухгодичный доклад Республики Казахстан Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2023*

Хотя в последующие годы приоритеты частично сместились к технологическим рискам (дезинформация, киберугрозы), климатические угрозы сохраняются как одни из наиболее долгосрочных и системных. Это подчёркивает необходимость активной климатической политики и исследований на национальном уровне.

Несмотря на значимость проблемы, в Казахстане отсутствует достаточное количество научных работ, посвящённых оценке воздействия климатических изменений на региональную экономику и отраслевые системы. Особенно актуальны сценарные подходы к моделированию рисков, адаптационные стратегии для энергетики, сельского хозяйства и городской среды.

Расширение научных исследований и разработка локальных климатических сценариев – ключевое условие повышения устойчивости страны к климатическим вызовам.

### **Выводы**

Результаты анализа подтверждают, что Казахстан в полной мере испытывает на себе последствия глобального изменения климата. С начала наблюдений во второй половине XX века на территории страны фиксируется устойчивый тренд повышения среднегодовой температуры воздуха, особенно в весенний и летний периоды. Темпы потепления в республике превышают среднемировые значения, что связано с географическим положением и континентальностью климата.

Региональная и сезонная неоднородность делает климатические изменения более сложными для прогнозирования и управления. В ряде регионов страны наблюдается учащение экстремальных температурных явлений, снижение количества осадков в критические периоды, а также рост повторяемости жарких дней, оказывающих негативное влияние на здоровье населения, сельское хозяйство и водные ресурсы.

Наиболее уязвимыми территориями являются западные и юго-западные регионы, где сочетается рост температуры, снижение осадков и концентрация промышленной инфраструктуры, включая объекты нефтегазовой отрасли. В этих условиях актуализируется необходимость оценки климатических рисков на региональном уровне и внедрения адаптационных стратегий в уязвимых секторах экономики.

Дополнительно важно отметить, что приоритет климатических угроз признаётся на глобальном уровне – как в научной, так и в политико-экономической повестке. В условиях недостатка локальных исследований в Казахстане, особенно в области оценки влияния климатических факторов на экономику, требуется активизация научной работы, развитие климатического моделирования и включение этих вопросов в стратегические документы и программы устойчивого развития.

### **Список использованной литературы**

1. Будыко М.И. Климат в прошлом и будущем: учебное издание. – Гидрометеоиздат, Ленинград, 1980, 352 с.
2. Меры по борьбе с изменением климата [Электронный ресурс]: <https://www.un.org/ru/climatechange> (дата обращения: 15.01.2025).
3. Кривая Килинга, [Электронный ресурс]: <https://scripps.ucsd.edu/programs/keelingcurve>) (дата обращения: 20.02.2025 и 22.04.2025).
4. Состояние климата в Азии в 2023 году. – Отчет Всемирной метеорологической организации, 2023 [Электронный ресурс]: <https://wmo.int/publication-series/state-of-climate-asia-2023> (дата обращения: 20.02.2025).
5. Будыко М.И. Изменения климата: монография. – Гидрометеоиздат, Ленинград, 1974, 201-233 с.
6. Первый доклад МГЭИК по оценке изменения климата «Общий обзор и краткое резюме для лиц, определяющих политику», 1992 [Электронный ресурс]: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ipcc\\_90\\_92\\_assessments\\_far\\_full\\_report\\_ru.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ipcc_90_92_assessments_far_full_report_ru.pdf) (дата обращения: 22.02.2025).
7. МГЭИК, 2021: Резюме для политиков: Изменение климата, 2021 год: Физическая научная основа. Вклад Рабочей группы I в Шестой оценочный

- доклад Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2021 [Электронный ресурс]: [https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WG1\\_SPM\\_Russian.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WG1_SPM_Russian.pdf) (дата обращения: 25.04.2025).
8. The Global Risks Report, 2020-2024, [Электронный ресурс]: <https://www.weforum.org/publications/series/global-risks-report/> (дата обращения: 07.03.2025).
  9. Восьмое Национальное сообщение и Пятый Двухгодичный доклад Республики Казахстан Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2023, [Электронный ресурс]: <https://www.undp.org/ru/kazakhstan/publications/8-e-nacionalnoe-soobschenie-i-5-y-dvukhgodichnyy-doklad-respubliki-kazakhstan-ramochnoy-konvencii-onn-ob-izmenenii-klimata> (дата обращения: 05.03.2025).
  10. База климатических данных Национального управления океанических и атмосферных исследований Министерства торговли США [Электронный ресурс]: <https://www.noaa.gov> (дата обращения: 28.04.2025).

## ҚАЗАҚСТАНДАҒЫ КЛИМАТТЫҢ БАЙҚАЛҒАН ӨЗГЕРІСТЕРІ

Д.П. Дуненбаев

*Климаттың өзгеруі – қазіргі заманның басты жаһандық проблемаларының бірі болып табылады және ол табиғи әрі әлеуметтік-экономикалық жүйелерге елеулі әсер етеді.*

*Мақалада климаттық өлшеулердің тарихы қарастырылып, Қазақстанда байқалатын жылыну қарқынының жаһандық орташа көрсеткіштермен салыстырғанда жоғары екендігі көрсетілген.*

*Алынған нәтижелер климаттық тәуекелдерді өңірлік саясатта ескеру және бейімделу шараларын әзірлеу қажеттілігін дәлелдейді, әсіресе климаттық әсерге бейім салаларда, оның ішінде мұнай-газ секторында.*

**Түйінді сөздер:** климаттың өзгеруі, климаттық тәуекелдер, климаттық осалдық.

### Информация об авторах

**Дуненбаев Диас Пласович** – эксперт управления энергоэффективности и ВИЭ, [d.dunenbayev@kmg.kz](mailto:d.dunenbayev@kmg.kz)  
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

## Уважаемые читатели!



Предлагаем вашему вниманию информацию о выпускаемом отраслевом научно-практическом журнале «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана».

Целью издания журнала является публикация актуальной информации, касающейся эффективных технологий, инноваций, научно-технических решений в нефтегазовой отрасли Казахстана. Представляемый журнал позволит оперативно получать информацию о новых теоретических и прикладных исследованиях, обеспечит возможность диалога производителей, специалистов и ученых нефтегазовой отрасли с широкой общественностью, а также возможность распространять опыт инноваций, научно-технических решений для нефтегазовой отрасли.

Мы надеемся, что обсуждение актуальных проблем отрасли на страницах нового издания окажется полезным как для производителей, так и широкой научной общественности. Журнал создан для расширения научно-производственного потенциала работников нефтегазовой отрасли страны.

В связи с этим, предлагаем активным представителям нефтегазовой отрасли Казахстана публиковать результаты своих научных исследований и достижений в практической деятельности в журнале «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана», который благодаря вашему активному участию может стать ценным источником информации для всех читателей журнала – специалистов нефтегазовой отрасли, студентов, аспирантов и магистрантов, профессорско-преподавательского состава.

**ДЛЯ ЗАМЕТОК**

This image shows a single sheet of white paper with horizontal ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

**ДЛЯ ЗАМЕТОК**

This image shows a single sheet of white paper with horizontal ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.



**Сборник научных трудов  
ТОО «КМГ Инжиниринг»,  
№ 5(23), 2024**

Ответственный за выпуск Сборника трудов  
***Нуртаева Г.К.***

Подписано в печать .....  
Гарнитура «Arial». Формат 72\*104 1/16. Печать офсетная.  
Отпечатано в типографии ..... Тираж .... экз.  
Адрес: .....