

УДК 553.98
МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108666>

Получена: 16.08.2023.

Одобрена: 05.12.2023.

Опубликована: 30.12.2023.

Оригинальное исследование

Новые подходы для определения технологических вызовов месторождений на поздней стадии разработки

Ж.Т. Жетруов¹, Б.К. Хасанов², Ж.К. Нугманов¹

¹КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

²КМГ Кашаган Б.В., г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Основной проблемой процесса разработки месторождений на поздних стадиях является ограничение свободных денежных средств, связанное с падением добычи продукции и соответствующим снижением доходной части предприятий. В это же время проявляется накопленный эффект критичных производственных проблем, для решения которых на практике требуется значительный объем капитальных вложений по разным направлениям разработки месторождений.

Поздняя стадия разработки месторождений сопряжена с рядом проблем, основными из которых являются ухудшение структуры запасов и медленный темп их восполнения, низкие темпы отборов и высокая обводненность продукции, частый отказ наземного оборудования, технологические ограничения производственной инфраструктуры, качество строительства и заканчивания скважин, низкий межремонтный период добывающих скважин, влияющий на коэффициент эксплуатации скважин, и недостаточный охват производственных процессов цифровизацией.

Цель. Учитывая большое количество работ, сопутствующих процессу добычи нефти (от геологии до наземной инфраструктуры), необходим аналитический инструмент внутреннего бенчмаркинга, позволяющий выявить актуальные и наиболее распространенные технологические вызовы, сфокусировать научно-технический и производственный персонал в определенном направлении и выработать системный подход к решению производственных проблем. Целью данной работы является разработка такого рода инструмента.

Материалы и методы. В качестве входных данных были использованы исторические данные по добыче, запасам углеводородов, текущим технологическим параметрам подземного и наземного оборудования 12 месторождений группы компаний АО НК «КазМунайГаз». Сформированы 17 основных критериев по направлениям геологии, разработки, добычи, бурения и инфраструктуры, которые послужили основой для внутреннего бенчмаркинга месторождений.

Результаты. В результате данной работы был разработан инструмент для диагностики ключевых производственных проблем месторождений КМГ. Диагностическая карта эффективна для определения зон распространения производственных проблем как на одном месторождении, так и по всем месторождениям КМГ. Данный подход может быть масштабирован до уровня месторождений и горизонтов.

Заключение. Разработанный инструмент внутреннего бенчмаркинга служит основой для ежегодного анализа ключевых проблем месторождений группы компаний АО НК «КазМунайГаз» и формирования долгосрочного плана по решению ключевых производственных вызовов.

Ключевые слова: поздняя стадия разработки, диагностический инструмент, технологические вызовы.

Как цитировать:

Жетруов Ж.Т., Хасанов Б.К., Нугманов Ж.К. Новые подходы для определения технологических вызовов месторождений на поздней стадии разработки // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Том 5, №4. С. 37–47. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108666>.

UDC 553.98
CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108666>

Received: 16.08.2023.

Accepted: 05.12.2023.

Published: 30.12.2023.

Original research

New approaches to determine the technological challenged of oil fields at the late stage of development

Zhasulan T. Zhetruov¹, Bakhytzhhan K. Khassanov², Zhanibek K. Nugmanov¹

¹KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

²KMG Kashagan B.V., Astana, Kazakhstan

ANNOTATION

Background: The main problem of the process of field development in the later stages is the limitation of free funds associated with the decline in production and the corresponding decrease in the profitable part of enterprises. At the same time, the accumulated effect of critical production problems is manifested, for the solution of which in practice a significant amount of capital investments is required in different areas of field development.

The late stage of development of fields is associated with a number of problems, the main of which are the deterioration of the structure of the reserves and the slow pace of their replenishment, low withdrawal rates and high water cut, frequent failure of ground equipment, technological limitations of the production infrastructure, the quality of construction and completion of wells, a short turnaround time of production wells affecting the wells' operation coefficient, and insufficient coverage of production processes with digitalization.

Aim: Considering the large amount of work involved in the oil production process (from geology to onshore infrastructure), an internal benchmarking analytical tool is needed to identify current and most common technological challenges, to focus scientific, technical and production personnel in a certain direction and develop a systematic approach to solving production problems. The purpose of this work is to develop such a tool

Materials and methods: As the input data, historical data on the production, hydrocarbons reserves, the current technological parameters of underground and surface equipment of 12 oil fields of the group of the NK "Kazmunaygaz" JSC companies were used. 17 basic criteria were formed in the areas of geology, development, oil production, drilling and infrastructure, which served as the basis for internal benchmarking of oil fields.

Results: As a result of this work, a tool was developed for the diagnosis of key production problems of KMG oil fields. The diagnostic chart is effective for determining zones of the spread of production problems both in one oil field and in all oil fields of KMG. This approach can be scaled to the level of oil fields and horizons.

Conclusion: The developed internal benchmarking tool serves as the basis for the annual analysis of key problems of the oil fields of the group of the NC "KazMunaygaz" JSC companies and the formation of a long-term plan to solve key production challenges.

Keywords: *late stage of development, diagnostic tool, technological challenges.*

To cite this article:

Zhetruov ZT, Khassanov BK, Nugmanov ZK. New approaches to determine the technological challenged of oil fields at the late stage of development. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(4):37–47.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108666>.

ӨОЖ 553.98
ГТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108666>

Қабылданды: 16.08.2023.

Мақұлданды: 05.12.2023.

Жарияланды: 30.12.2023.

Түпұнса зерттеу

Игерудің соңғы сатысындағы мұнай кен орындарының технологиялық мәселелерін анықтаудың жаңа тәсілдері

Ж.Т. Жетруов¹, Б.К. Хасанов², Ж.К. Нұғманов¹

¹ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

²ҚМГ Қашаған Б.В., Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Соңғы сатыдағы кен орындарын игеру процесінің негізгі проблемасы өнім өндірудің төмендеуімен және кәсіпорындардың кіріс бөлігінің сәйкесінше төмендеуімен байланысты бос қаражатты шектеу болып табылады. Сонымен қатар, маңызды өндірістік проблемалардың жинақталған әсері байқалады, оларды іс жүзінде шешу үшін кен орындарын игерудің әртүрлі бағыттары бойынша күрделі салымдардың едәуір көлемі қажет.

Кен орындарын игерудің соңғы сатысы бірқатар проблемалармен байланысты, олардың негізгілері қорлар құрылымының нашарлауы және оларды толтырудың баяу қарқыны, іріктеудің төмен қарқыны және өнімнің жоғары сулануы, жер үсті жабдықтарының жиі істен шығуы, өндірістік инфрақұрылымның технологиялық шектеулері, ұңғымаларды салу және аяқтау сапасы, ұңғымаларды пайдалану коэффициентіне әсер ететін өндіруші ұңғымалардың жөндеуаралық кезеңінің төмен болуы және ұңғымаларды пайдалану өндірістік процестерді цифрландырумен қамту.

Мақсаты. Мұнай өндіру процесіне (геологиядан жерүсті инфрақұрылымына дейін) ілеспе жұмыстардың көп мөлшерін ескере отырып, өзекті және ең кең таралған технологиялық сын-қатерлерді анықтауға, ғылыми-техникалық және өндірістік персоналды белгілі бір бағытқа шоғырландыруға және өндірістік проблемаларды шешуге жүйелі тәсілді әзірлеуге мүмкіндік беретін ішкі бенчмаркингтің талдамалық құралы қажет. Бұл жұмыстың мақсаты – осындай құралды жасау.

Материалдар мен әдістер. Кіріс деректері ретінде «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ компаниялар тобының 12 кен орнының жерасты және жер үсті жабдықтарын өндіру, көмірсутектер қорлары, ағымдағы технологиялық параметрлері бойынша тарихи деректер пайдаланылды. Кен орындарының ішкі бенчмаркингіне негіз болған геология, игеру, өндіру, бұрғылау және инфрақұрылым бағыттары бойынша 17 негізгі критерий қалыптастырылды.

Нәтижелері. Осы жұмыстың нәтижесінде ҚМГ кен орындарының негізгі өндірістік проблемаларын диагностикалау үшін құрал әзірленді. Диагностикалық карта бір кен орнында да, ҚМГ барлық кен орындарында да өндірістік проблемалардың таралу аймақтарын анықтау үшін тиімді. Бұл тәсілді кен орындары мен көкжиектер деңгейіне дейін масштабтауға болады.

Қорытынды. Әзірленген ішкі бенчмаркинг құралы «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ компаниялар тобы кен орындарының түйінді проблемаларын жыл сайын талдауға және түйінді өндірістік сын-қатерлерді шешу бойынша ұзақ мерзімді жоспар қалыптастыруға негіз болады.

Негізгі сөздер: игерудің соңғы сатысы, диагностикалық құрал, технологиялық қиындықтар.

Дәйексөз келтіру үшін:

Жетруов Ж.Т., Хасанов Б.К., Нұғманов Ж.К. Игерудің соңғы сатысындағы мұнай кен орындарының технологиялық мәселелерін анықтаудың жаңа тәсілдері // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №4, 37–47 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108666>.

Введение

АО «НК «КазМунайГаз» (далее – КМГ) является вертикально-интегрированной нефтегазовой компанией, отвечающей высоким стандартам безопасности и принципам устойчивого развития, ориентированной на максимизацию финансового результата. Структура добывающих активов КМГ состоит из 10 операционных активов (АО «Озенмунайгаз» – 100%, АО «Мангистаумунайгаз» – 50%, АО «Эмбамунайгаз» – 100%, ТОО «СП «КазГерМунай» – 50%, ТОО «ПетроКазахстан Инк.» – 33%, АО «Каражанбасмунай» – 50%, ТОО «Казахойл Актобе» – 50%, ТОО «Казхтурк-мунай» – 100%, ТОО МНК «КазМунайТениз» – 100%, ТОО «Урихтау Оперейтинг» – 100%) и 3 мегапроекта (ТОО «Тенгизшевройл» – 20%, АО «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» – 10%, Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В. – 8,44%). Согласно годовому отчету КМГ за 2021 г., доказанные и вероятные запасы углеводородов на конец 2021 г. составляют 645 млн т н.э., добыча нефти и конденсата составила 21,7 млн т. Четверть операционных активов КМГ представлена зрелыми месторождениями, на которых отмечается естественное падение уровня добычи в среднесрочной перспективе. Эффективная эксплуатация зрелых месторождений требует постоянного контроля удельной себестоимости добычи путём широкого внедрения последних достижений науки и техники.

Одним из ключевых приоритетов утвержденной стратегии развития КМГ на 2022–2031 гг. является интеграция принципов устойчивого развития в ключевые бизнес-процессы, т.к. КМГ осознает важность своего влияния на экономику, экологию и общество. На ближайшие 10 лет рост КМГ будет обеспечен за счёт прироста ресурсной базы, эффективности текущего производства, повышения эффективности цепочки стоимости, внедрения современных технологий и сокращения углеродного следа.

В свою очередь ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ), являясь основной инжиниринговой компанией для нефтедобывающих компаний КМГ, фокусирует усилия на повышении эффективности производственных процессов нефтедобывающих компаний, начиная с этапов геологоразведки до обустройства и экономики. Роль КМГИ заключается в обеспечении передового научно-технического и инжинирингового развития разведки и разработки месторождений, а также цифровизации КМГ.

Опыт применения инструментов анализа активов

В настоящее время производственные компании в целях повышения конкуренто-

способности на рынке и разработки стратегии развития применяют различные аналитические инструменты, такие как SWOT-анализ, бенчмаркинг, кайдзен-подход и другие методы. В качестве примера рассмотрен опыт применения принципа бенчмаркинга базовой добычи в структуре нефтегазовых месторождений в 2018 г. ПАО «Газпромнефть» [1]. Анализ проводился по трём направлениям: выработка запасов, энергетика и действующий фонд скважин. Результатом проведенного анализа стала «матрица здоровья» активов компании: было получено четкое понимание текущего состояния активов месторождений, определены факторы и порядок оптимизации для достижения наибольшей эффективности (табл. 1).

Таблица 1. Матрица здоровья» активов ПАО «Газпромнефть»

Table 1. Health Matrix of Gazprom NeftP JSC assets

Название месторождения Name of oil field	Эффект по блокам, млн т Effect by block, million tons		
	запасы reserves	энергетика power engineering	фонд fund
Воргенское Vorgenskoye	0,02	0,05	0,03
Вынгопуровское Vyngopurovskoye	8,66	-	1,32
Западно-Ноябрьское Zapadno-Noyabrskoye	0,27	0,03	0,01
Карамовское Karamovskoye	1,47	0,03	0,07
Новогоднее Novogodneye	0,10	0,12	0,14
Пограничное Pogranichnoye	0,05	0,07	0,03
Спорышевское Sporyshevskoye	0,90	0,41	0,40
Средне-Иркутское Sredne-Irkutskoye	0,25	0,10	0,05
Холмистое Kholmistoye	0,14	0,02	0,01
Холмогорское Kholmogorskoye	0,10	0,19	0,11
Ярайнерское Yaraynerskoye	0,12	0,01	0,14

Алгоритмы бенчмаркинга могут быть адаптированы под конкретные условия производства и в дальнейшем оптимизированы. Разделяют несколько видов бенчмаркинга [2]:

- общий (проводится сравнительный анализ однородных видов деятельности в различных областях);

- функциональный анализ (сравниваются схожие функции предприятий в других отраслях).

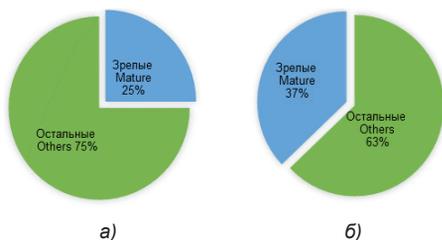


Рисунок 1. Доля зрелых месторождений в структуре КМГ

Figure 1. Share of mature oil fields in the structure of NC KMG

а) структура месторождений КМГ / structure of KMG oil fields; б) доля зрелых месторождений в добыче УВС КМГ / share of mature fields in the KMG's raw hydrocarbons production

В рамках реализации выработанных стратегий и решений по оптимизации ресурсов важным аспектом является внедрение и применение цифровых продуктов в структуре всей деятельности производственной компании. Например, было разработано единое информационное пространство, связывающее все аспекты деятельности компании и обеспечивающее надежность и безопасность данных. Современные цифровые решения и технологии в производстве позволяют качественно и своевременно отслеживать слабые места как в операционном менеджменте, так в технологической цепочке производства. Применение данного метода актуально в условиях нефтегазодобывающих компаний Казахстана, поскольку область применения бенчмаркинга может быть адаптирована под любую деятельность и охватывать все структуры компании: от менеджмента до ревизии оборудования и т.д.

Разработка диагностической карты

На балансе КМГ находятся 112 месторождений углеводородного сырья (далее – УВС), из которых 81 – на стадии активной разработки. Добыча нефти и конденсата с учетом доли КМГ за 2021 г. составила 21,7 млн т [3]. На долю зрелых месторождений приходится 37% от общей добычи УВС (рис. 1). Наиболее часто встречающиеся осложнения при разработке зрелых месторождений КМГ представлены на рис. 2.

Для выработки подходов по определению технологических вызовов была проделана большая совместная работа по заполнению диагностической карты требуемыми данными по всем месторождениям операционных активов КМГ из разных источников.

На первом этапе были оценены основные критерии по направлениям, по которым можно оценить любое месторождение

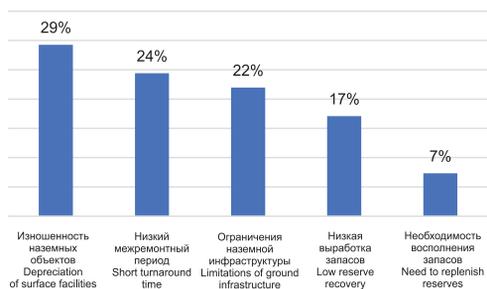


Рисунок 2. Наиболее часто встречающиеся осложнения при разработке зрелых месторождений КМГ

Figure 2. Most common complications in the development of KMG's mature oil fields

или актив в целом. Требование для подбора критериев было таково, что они должны быть легко оцифрованы и характеризовать одну из основных (актуальных) проблем месторождений.

Таким образом, была сформирована карта, названная диагностической (рис. 3). Основой диагностической карты являются технологические параметры или индикаторы, которые могут комплексно показывать текущую характеристику вызова или динамику, т.е. определять усилия, которые компания прилагает для решения данной проблемы.

Дополнительной важной возможностью диагностической карты является бенчмаркинг показателей, по которому можно выделить лидеров среди месторождений или активов, к показателям которых должен стремиться рассматриваемый актив. Например, по направлению «геология» ключевым технологическим параметром является темп восполнения запасов, по направлению «разработка» – выработка запасов (относительно проектной оценки), обводненность продукции и темп отборов от текущих извлекаемых запасов и т.д.

Для каждого технологического параметра были разработаны количественные показатели и их оценка («хорошо», «удовлетворительно», «плохо»). Например, по направлению «геология» ключевым технологическим параметром является темп восполнения запасов, который делится на два показателя:

- кратность запасов, которая показывает, сколько лет осталось до выработки балансовых извлекаемых запасов нефти при текущем уровне добычи (срок более 20 лет относится к категории «хорошо», 10–20 лет – «удовлетворительно», менее 10 лет – «плохо»);
- коэффициент восполнения запасов, который показывает работу за последние 5 лет

Геология (E) Geology (E)	Разработка (R) Development (R)	Добыча (P) Production (P)	Бурение (D) Drilling (D)	Инфраструктура (F) Infrastructure (F)
Темп восполнения запасов Reserve replenishment rate	Выработка запасов (относительно проектной оценки) Reserve recovery (relative to design estimates)	Кэффициент эксплуатации Well efficiency	Качество крепления по продуктивному пласту Quality of cementing in the productive formation	Степень изношенности Degree of wear
	Обводненность продукции (опережающая обводненность)	Межремонтный период Turnaround time	Качество крепления по стволу Quality of cementing of wellbore	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations
	Темп отборов от текущих извлекаемых запасов Rate of withdrawals from the current recoverable reserves	Среднесуточный дебит скважин Average daily production of wells	Соответствие траектории скважины Well trajectory matching	Отключения Power outages
		Непроизводительное время Non-productive time		

Направление Area	Технологические параметры Technological parameters	Код Code	Количественные показатели параметра Parameter's quantitative indicators	Ед. изм. Unit of measure	Оценка параметров Parameters' assessment		
					хорошо good	удовл. satisf.	плохо poor
Разработка (R) Development (R)	Выработка запасов Reserve recovery	R1	Отношение к проектному показателю Ratio to the design indicator	%	>100	80 – 100	<80
	Обводненность продукции (опережающая) Product water cut (advanced)	R2	Отношение выработки к обводненности Ratio of production to water cut	д. ед. unit fraction	>1	0,8 – 1	<0,8
	Темп отборов от текущих извлекаемых запасов Rate of withdrawals from the current recoverable reserves	R3	Темп отборов от извлекаемых запасов Rate of withdrawals from recoverable reserves	%	>4	2 – 4	<2

Рисунок 3. Диагностическая карта для оценки технологических параметров месторождений
Figure 3. Diagnostic chart for assessment of technological parameters of oil fields

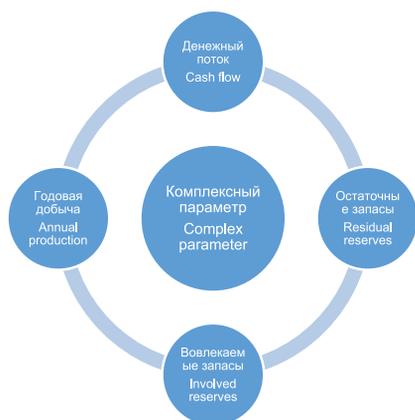


Рисунок 4. Схема расчета комплексного параметра
Figure 4. Calculation scheme for the complex parameter

по приросту запасов для восполнения добытой нефти.

Таким же образом были сформированы количественные индикаторы по прочим направлениям «разработка», «добыча», «бурение», «инфраструктура».

На следующем этапе была выполнена работа по сбору текущих данных по операционным активам КМГ. После сбора исходных данных были выполнены операции по консолидации, нормализации, обработке и анализу массива данных для обеспечения достаточной точности и использования в работе. На данном этапе было принято решение сфокусироваться на так называемых ключевых месторождениях, которые были выбраны исходя из четырех факторов:

- месторождения, которые генерируют основной источник денежного потока компании (за последние 10 лет);
- месторождения с достаточными геологическими и извлекаемыми запасами;
- месторождения, которые вносят основную долю годовой добычи;
- месторождения с наибольшей долей вовлечения запасов в разработку.

С учётом всех факторов был сформирован так называемый «комплексный параметр», на основе которого было принято решение о выборе 12 месторождений для дальнейшего анализа и выработки рекомендаций (рис. 4–5). При этом дополнительно учитывались особенности месторождений / актива. Например, месторождение Акшабулак Центральный отвечает всем требованиям ключевых месторождений, однако, учитывая решение по ограничению добычи с целью пролонгации жизненного цикла месторождения, данное

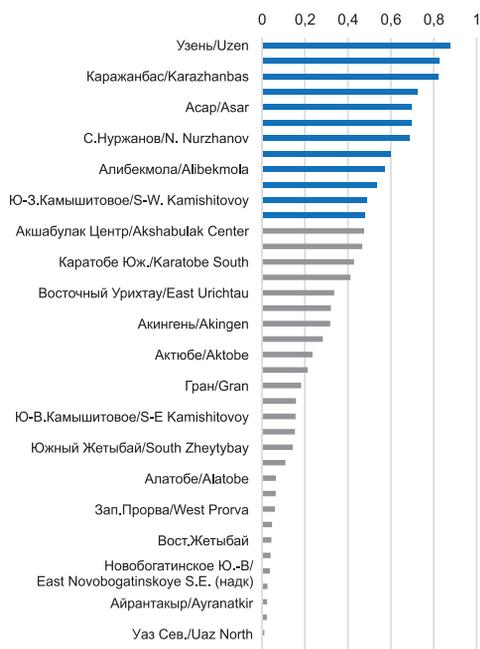


Рисунок 5. Расчетные значения комплексного параметра
Figure 5. Calculated values of the complex parameter

месторождение не было включено в список таких месторождений.

В табл. 2. представлена диагностическая карта по выбранным месторождениям, на которой наглядно отображены итоговые результаты по критериям в разрезе месторождений. Глядя на диагностическую карту, можно стратегически оценить сильные стороны разработки месторождения и попытаться сфокусировать усилия на потенциальных вызовах. Например, непрерывный контроль и улучшение культуры бурения позволили снизить долю скважин с отклонением интенсивности траектории на более чем 3°.

На всех месторождениях, представленных в диагностической карте, данный показатель составляет менее 5%. Также стоит обратить внимание на хорошую обеспеченность запасами данных месторождений (в большинстве более 20 лет), что является индикатором потенциального интереса к дальнейшему развитию месторождения.

Потенциальным вызовом для большей части месторождений является потеря добычи вследствие отключения электроэнергии. В дальнейшем при поддержке операционных активов и КМГ будет обеспечен высший приоритет для выработки должных технологических

Таблица 2. Диагностическая карта по ключевым месторождениям
Table 2. Diagnostic chart of key oil fields

Направление Areas	Технологические параметры Technological parameters	Количественные показатели параметра Quantitative indicators of the parameter	Ед. изм. Unit of measure	Оценка параметров Parameter assessment			Жетysай / Zheynay	Катамкac / Katmka	Асар / Asar	Karajandbас / Karajandbas	C. Нуржанов (Tras) / S. Nurzhanov (tras)	Bocт. Moлдaбeк (Mep) / East Moldabek (crst)	Ю-3. Камыштовын / S-W Kamyshtovyn	Жанаталп / Zhanaatalap	Алибектола / Alibektole	Кожасай / Kozhasay
				хорошо good	удовл-но satisfactory	плохо poor										
Геология (E) Geology	Темп восполнения запасов Reserves replenishment rate	Кратность запасов Production reserves ratio	лет years	>20	10–20	<10										
	Выработка запасов относительно проектной оценки Reserve recovery relative to design estimates	Коэффициент восполнения запасов (средний за 5 лет) Reserve replenishment ratio (average for 5 years)	%	>120	100–120	<100										
Разработка (R) Development	Выработка запасов относительно проектной оценки Reserve recovery relative to design estimates	Отношение к проектному показателю Ratio to the design indicator	%	>100	80–100	<80										
	Обводненность продукции (опережающая обводненность) Product water cut (advanced water cut)	Отношение выработки к обводненности Ratio of production to water cut	д. ед. unit fraction	>1	0,8–1	<0,8										
Добыча (P) Production	Темп отборов от текущих извлекаемых запасов Rate of withdrawals from the current recoverable reserves	Темп отборов от извлекаемых запасов Rate of withdrawals from recoverable reserves	%	>4	2–4	<2										
	Кoeffициент эксплуатации Well efficiency	Кoeffициент эксплуатации добывающих скважин Producer well exploitation ratio	д. ед. unit fraction	>0,95	0,85–0,95	<0,85										
Бурение (D) Drilling	Мехремонтный период Turnaround timea	Текущий мехремонтный период Current turnaround timea	сут day	>300	150–300	<150										
	Среднесуточный дебит скважин Average daily production of wells	Кoeffициент использования потенциала добывающих скважин Producer well potential utilization rate	%	>80	60–80	<60										
Инфраструктура (I) Infrastructure	Качество крепления по продуктивному пласту Quality of cementing in the productive formation	Качество крепления по стволу Cementing ratio for productive formation	д. ед. unit fraction	>1	0,8–1	<0,8										
	Качество крепления по стволу Quality of cementing of wellbore	Кoeffициент крепления по стволу Cementing ratio for wellbore	Кц, д. ед. Кc/sec, unit fraction	>0,88	0,7–0,88	<0,7										
Инфраструктура (I) Infrastructure	Соответствие траектории скважины Well trajectory matching	Доля скважин с отклонением интенсивности траекторий более 3° Share of wells with trajectory intensity deviation of more than 3°	%	<5	5–10	>10										
	Непроизводительное время Non-productive time	Отклонение времени бурения от ИТП/ГТП Drilling time deviation from ИТП/ГТП	%	<5	5–10	>10										
Инфраструктура (I) Infrastructure	Степень изношенности Degree of wear	Срок эксплуатации объектов по отношению к паспортным данным Ratio of service life of objects to passport data	%	<30	30–60	60–100										
	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations	Отношение потенциальной добычи жидкости к пропускной способности Ratio of potential fluid production to throughput	д. ед. unit fraction	0,8–0,9	0,9–1	>1										
Инфраструктура (I) Infrastructure	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations	Отношение потенциальной добычи газа (без остановки скважин) к пропускной способности Ratio of potential gas production (without shutting down wells) to throughput	д. ед. unit fraction	0,8–0,9	0,9–1	>1										
	Отключение электроэнергии (потери добычи) Power outage (loss of production)	Отключение электроэнергии (потери добычи) Power outage (loss of production)	%	<0,05	0,05–0,1	>0,1										

ИТП / ИТР – индивидуальный технический проект / individual technical project, ГТП / ГТР – групповой технический проект / group technical project
 ● – оценка параметра на уровне «хорошо» / assessing of the parameter at the level of "good"
 ● – оценка параметра на уровне «удовлетворительно» / assessing of the parameter at the "satisfactory" level
 ● – оценка параметра на уровне «плохо» / assessing of the parameter at the "poor" level

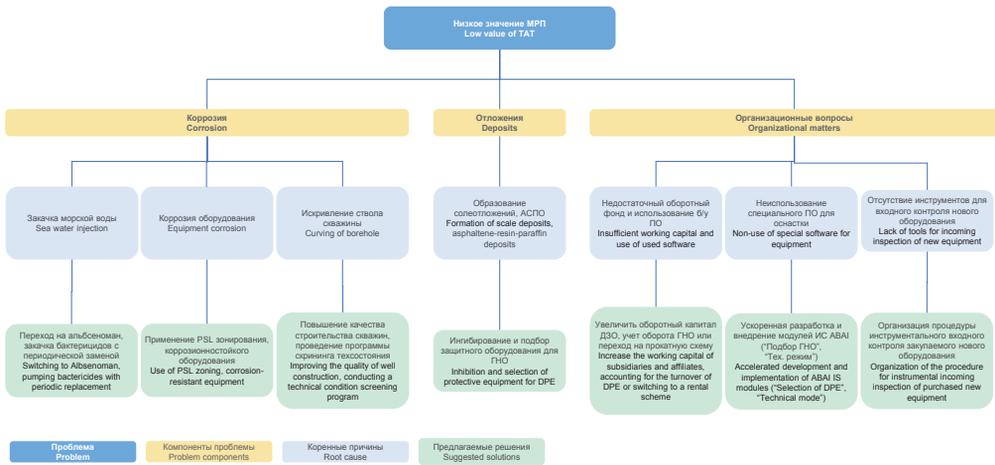


Рисунок 6. Пример разработки дерева решений по проблеме «Низкое значение МРП»
Figure 6. Example of developing a decision tree for the problem of "Low value of well TAT"

Месторождение Oil field	Год Year	МРП, сут TAT, day			Отношение выработки к объемности Ratio of production to water cut			К _{сум} переходящего фонда K _{sum} a current declining well stock, %			ГТМ бурение (доп. добыча), тыс. т GTA drilling бурение (additional recovery), th.t			Прочие ГТМ (доп. добыча), тыс. т Other GTA (additional recovery), th.t			Базовая добыча нефти, тыс. т Base oil production, th.t			Горючая добыча нефти, тыс. т Annual oil production, th.t			Добыча извести, тыс. т Fluid production, th.t						
		Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Счастье ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Счастье ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Счастье ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Счастье ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Счастье ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Счастье ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Счастье ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Счастье ge				
По производственной программе According to the production program																													
Название месторождения Oil field name	2023	-10%	125	+10%	-10%	0,811	+10%	-10%	18,6%	+10%	-10%	232,2	+10%	-10%	266,7	+10%	-10%	93,2	+10%	-10%	4888,0	+10%	-10%	5 480	+10%	-10%	58 133	+10%	
	2024																												
	2025																												
	2026																												
	2027		140			0,827			17,0%			174			255,5			101,9			5279,2			5 811			92 356		
Дополнительные мероприятия по решению технологических вызовов Additional activities to address technological challenges																													
Название месторождения Oil field name	2023	-10%	125	+10%	-10%	0,811	+10%	-10%	18,6%	+10%	-10%	263,5	+10%	-10%	362,6	+10%	-10%	131,9	+10%	-10%	4801,1	+10%	-10%	5 659	+10%	-10%	60 264	+10%	
	2024																												
	2025																												
	2026																												
	2027		325			0,834			17,0%			300			269,1			190,8			5740,7			6 500			96 037		

Рисунок 7. Пример карты КПД с включением мероприятий по решению технологических вызовов
Figure 7. Example of a Efficiency chart including measures to address technological challenges

и производственных решений для обеспечения бесперебойной электроэнергии.

Формирование решений на основе диагностической карты

Следующим этапом применения нового подхода является поиск решений той или иной проблемы. Необходимо особо отметить, что в большинстве случаев много усилий уходит на решение последствий, а не коренных причин.

Рассмотрим пример для проблемы «низкое значение межремонтного периода скважины (далее – МРП)», когда основными последствиями более глубинных причин являются:

- низкий коэффициент эксплуатации;
- большое количество подземных и капитальных ремонтов скважин;
- большой оборот насосно-компрессорных труб, штанг и оборудования;
- эрозийное нарушение обсадной колонны

- заклин глубоко-насосного оборудования (далее – ГНО) мехпримесями и асфальтосмолопарафиновыми отложениями (далее – АСПО).

По результатам обсуждений были определены первопричины, решением которых нужно заниматься в комплексе. Коренными причинами в данном случае являются:

- закачка морской воды / сероводород;
- искривление ствола скважины;
- недостаточный оборотный фонд, использование бывшего в употреблении подземного оборудования;
- солеотложения, механические примеси, АСПО;
- коррозия.

Только определив первопричины, влияющие на результат, представленный в диагностической карте, можно переходить к формированию конкретных технологических или организационных решений. Для проблемы «низкое значение МРП» и устранения ко-

ренных причин предложены следующие решения (рис. 6):

- переход на альбсеноман, закачка бактерицидов с периодической заменой;
- применение PSL¹ зонирования, коррозионностойкого оборудования;
- повышение качества строительства скважин, проведение программы скрининга технического состояния;
- ускоренная разработка и внедрение модулей информационной системы АВАI («Подбор ГНО», «Технологический режим») и др.

Таким образом, используя диагностическую карту по месторождениям, были определены коренные первопричины по всем ключевым технологическим вызовам и предложены пути решения.

Предлагаемый вариант реализации диагностической карты

Наибольшую важность в процессе решений конкретной проблемы приобретает реализация намеченных проектов и мероприятий. Даже самая эффективная идея может быть скомпрометирована плохой реализацией, поэтому важным пунктом стратегии улучшения является внедрение культуры должного уровня реализации проектов и технологий.

В этих целях каждый из основных индикаторов предлагается внедрить в ключевые показатели деятельности (далее – КПД) руководителю соответствующих направлений.

На рис. 7 представлен пример карты КПД с основными технологическими параметрами, где указаны плановые показатели, утверждаемые в рамках ежегодной Производственной программы, а также дополнительные мероприятия и показатели по решению технологических вызовов. Таким образом, возможно создать мотивацию к достижению целевых показателей технологических вызовов путём включения в корпоративный и функциональный КПД.

Заключение

Учитывая, что большая часть месторождений КМГ находятся на поздней стадии разработки, необходим поэтапный анализ основных критериев технологических параметров по направлениям, например, по геологии – темпы восполнения запасов, по разработке – темпы отборов и обводнённости продукции, по добыче – отказ наземного оборудования, технологические ограничения производственной инфраструктуры, качество строительства и заканчивания скважин, межремонтный период добывающих скважин, что позволит оценить любое месторождение или актив в целом и выявить основные проблемы месторождений.

В результате определения актуальных технологических параметров и их количественных параметров был разработан инструмент для диагностики ключевых производственных проблем месторождений КМГ. Диагностическая карта эффективна для определения зон распространения производственных проблем как на одном месторождении, так и по всем месторождениям КМГ. Данный подход может быть масштабирован до уровня месторождений и горизонтов. Инструмент может послужить основой для построения внутреннего бенчмаркинга месторождений группы компаний КМГ. Алгоритмы бенчмаркинга могут быть адаптированы под конкретные условия производства и в дальнейшем оптимизированы.

Учитывая универсальность подобранных критериев диагностической карты, разработанный инструмент также может быть адаптирован под условия любых других месторождений / активов и применен для решения соответствующих технологических проблем. Качественная реализация технологических решений позволит обеспечить стабилизацию добычи нефти, продлить жизненный цикл месторождений и повысить экономическую эффективность предприятий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абушева В.Э., Колосова О.Г. Бенчмаркинг как эффективное направление современного анализа // Вестник экономики и менеджмента. 2022. №2. С. 21–26.
2. Мамажумаев Ш.Р. Применение метода бенчмаркинга в управлении нефтегазовой промышленностью и добычей нефти и газа // Academic Research in Educational Sciences. Vol. 3, N 1. 2022. С. 76–81.
3. ar2021.kmg.kz [интернет]. Годовой отчет о результатах деятельности АО «НК «КазМунайГаз» за 2021 г. [дата обращения 17.07.2023]. Доступ по ссылке: <https://ar2021.kmg.kz/ru/strategic-report/performance-highlights>.

¹ PSL зонирование – зонирование скважин по степени осложнённости и градации по уровням требований к изделиям (химический состав, твердость, термообработка и т.д.) изготовленной продукции.

4. А.М. Андрианова, Е.В. Белоногов, А.Ю. Коровин, и др. Бенчмаркинг базовой добычи // Нефтяное хозяйство. 2018. №1138. С. 39–42. doi:10.24887/0028-2448-2018-8-39-41.
5. Михайлова Е.А. Основы бенчмаркинга // Менеджмент в России и за рубежом. 2001. № 2. С. 114–121.
6. Stapenhurst T. *The Benchmarking Book: Best Practice for Quality Managers and Practitioners*. Oxford (UK) : Butterworth-Heinemann, 2009.

REFERENCES

1. Abusheva VE, Kolosova OG. Benchmarking as an effective direction of modern analysis. *Vestnik ekonomiki i menedzhmenta*. 2022;2:21–26. (In Russ).
2. Mamazhumayev SR. Primenenie metoda benchmarkinga v upravlenii neftegazovoy promyshlennost'yu i dobychej nefti i gaza. *Academic Research in Educational Sciences*. 2022; 3(1):76–81. (In Russ).
3. ar2021.kmg.kz [Internet]. Strategic Report: Performance Highlights [дата обращения 17.07.2023]. Доступ по ссылке: <https://ar2021.kmg.kz/ru/strategic-report/performance-highlights>. (In Russ).
4. Andrianova AM, Belonogov EV, Korovin AY, et al. The benchmarking of base production. *Oil industry journal*. 2018;1138:39–42. doi:10.24887/0028-2448-2018-8-39-41.
5. Mikhailova EA. Fundamentals of benchmarking. *Management in Russia and abroad*. 2001;2:114 –121.
6. Stapenhurst T. *The Benchmarking Book: Best Practice for Quality Managers and Practitioners*. Oxford (UK): Butterworth-Heinemann; 2009.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Жетруов Жасулан Талгатбекович**

e-mail: zh.zhetruov@kmge.kz.

Хасанов Бахытжан Кенесович

e-mail: b.khassanov@kbv.kz.

Нугманов Жанибек Каирбекович

e-mail: zh.nugmanov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

***Zhassulan T. Zhetruov**

e-mail: zh.zhetruov@kmge.kz.

Bakhytzhан K. Khassanov

e-mail: b.khassanov@kbv.kz.

Zhanibek K. Nugmanov

e-mail: zh.nugmanov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author