

Подписной индекс: 75185  
Регистрационный №16734-ж  
Выходит 4 раза в год. Основан в 2001 году

**С.УТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫ  
АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІНІҢ  
ХАБАРШЫСЫ**

Ғылыми журнал

**ВЕСТНИК  
АТЫРАУСКОГО УНИВЕРСИТЕТА НЕФТИ И ГАЗА  
ИМЕНИ С.УТЕБАЕВА**

Научный журнал

**BULLETIN  
OF THE ATYRAU OIL AND GAS UNIVERSITY  
NAMED AFTER S.UTEBAYEV**

Scientific journal

**№1(69)2024**

**Атырау**

Научный журнал «Вестник Атырауского университета нефти и газа им.С.Утебаева» зарегистрирован в Министерстве культуры, информации и общественного согласия Республики Казахстан (свидетельство № 16734-ж от 08.11.2017г.), включен в Каталог АО «Казпочта» с присвоением подписного индекса 75185 для организации подписки. Вестник зарегистрирован в Парижской книжной палате и имеет международный шифр ISSN 1683 – 1675.

**Главный редактор:**

**Шауликова Г.Т.**, доктор экономических наук, профессор,  
Председатель правления - ректор АУНГ имени С.Утебаева

**Заместитель главного редактора:**

**Искаков Р.М.**, проректор по научной работе и инновациям АУНГ им.С.Утебаева

**Ответственный секретарь: Канбетов А.Ш.**

**Редакционная коллегия:**

Ашурбеков Н.А.	доктор физико-математических наук, профессор (Россия)
Багрий Е.И.	доктор химических наук, профессор (Россия)
Борисов Ю.А.	доктор химических наук, профессор (Россия)
Боронина Л.В.	кандидат технических наук (АГАСУ, Россия)
Гордадзе Г.Н.	доктор химических наук, профессор (Россия)
Гумаров Г.С.	доктор технических наук, профессор (Казахстан)
Жирнов Б.С.	доктор технических наук, профессор (Россия)
Зайцев В.Ф.	доктор сельскохозяйственных наук, профессор (Россия)
Кудайкулов А.К.	доктор физико-математических наук, профессор (Казахстан)
Михеева Т.И.	доктор технических наук, профессор (Россия)
Нурмагамбет Е.Т.	Доктор PhD, ассоц. профессор (Казахстан)
Оразбаев Б.Б.	доктор технических наук, профессор (Казахстан)
Пименов Ю.Т.	доктор химических наук, профессор (Россия)
Руденко М.Ф.	доктор технических наук, профессор (Россия)
Сагинаев А.Т.	доктор химических наук, профессор (Казахстан)
Табачникова Т.Б.	кандидат технических наук, доцент (Россия)
Теляшев Э.Г.	доктор технических наук (Россия)
Федотова А.В.	доктор биологических наук, профессор (Россия)
Фролов В.Я.	доктор технических наук, профессор (Россия)
Хайрудинов И.Р.	доктор химических наук, профессор (Россия)
Цюй Чжань	доктор наук (СНУ, Китай)

Периодичность издания: 4 раза в год.

Основная тематическая направленность: научные статьи по техническим, физико-математическим, экономическим и социально-гуманитарным наукам.

ISSN 1683-1675

© Атырауский университет нефти и газа им.С.Утебаева, 2024

## ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ, БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

МРНТИ 52.47.17

**Ж.А.Есетов, Ж.А.Жақанова, Е.М.Қыздарбаев, Ю.Ю.Макрушин, А.Б.Ниязбаева**  
Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», АО «Эмбаунайгаз»

### СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОВЕДЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СОВМЕСТНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ КВД И КВУ НА СКВАЖИНЕ №С

**Аннотация.** В данной статье представлены результаты обработки данных, полученных при гидродинамических исследованиях скважины №С участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай. Приводятся изменения поведения уровня жидкости в затрубном пространстве и давлений с использованием расчетного забойного давления от динамического уровня по данным кривой восстановления уровня (КВУ) и замеренного забойного давления глубинным манометром во время исследования кривой восстановления давления (КВД). Показано, что методика пересчета устьевых параметров на забойное давление при снятии КВУ чувствительны к достоверности исходной информации, качеству проведения ГДИС и техническому состоянию скважин, что может приводить к существенной ошибке в определении забойного давления, фильтрационных характеристик пласта, и, как следствие, искажается информация о состоянии призабойной зоны пласта.

**Ключевые слова:** добывающая скважина, гидродинамические исследования скважин, кривая восстановления уровня, кривая восстановления давления, забойное давление, фильтрационные свойства продуктивного пласта.

**Актуальность:** Гидродинамические исследования скважин являются одним из основных методов получения наиболее достоверной информации о продуктивном пласте. Чем больше достоверной и точной информации о пласте, тем эффективнее будет осуществляться разработка месторождений нефти и газа.

#### **Цель работы:**

Сопоставление замеренных данных забойного давления регистрируемой глубинным манометром с пересчитанными значениями забойного давления снятого уровнемером динамического уровня.

#### **Объект и предмет исследования:**

Объектом исследования является эксплуатационная добывающая скважина, вскрывающая продуктивный пласт. Предметом исследования являются результаты гидродинамических исследований скважин.

#### **Метод исследования**

Снятие кривой восстановления уровня и кривой восстановления давления на остановленной добывающей скважине одновременно.

#### **Введение**

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) проводятся для оценки энергетического состояния и фильтрационных характеристик пластов, их призабойных зон. При исследованиях добывающих скважин на неустановившихся режимах возможна запись кривых восстановления давления (КВД) или кривых восстановления уровня (КВУ). Снятие КВД выполняется с применением глубинных манометров, расположенных под насосом или спущенных на кабеле в интервале от приема насоса до забоя скважины. При снятии КВУ

путем проведения устьевых исследований скважин необходимо выполнять расчет забойного давления по измеренным динамическим уровням и давлению на устье затрубного пространства. Для этого используют различные корреляции, алгоритмы и методики, учитывающие особенности распределения плотности газожидкостной смеси по стволу скважины.

Проведение глубинных исследований в механизированном фонде добывающих скважин затруднено по техническим причинам, а недостаточная обеспеченность скважин специальными измерительными приборами (телеметрия) под насосом приводят к необходимости использования глубинных исследований в редких случаях. Поэтому по основному фонду добывающих скважин механизированного фонда оценка фильтрационных характеристик пластов в большинстве случаев возможна только по результатам обработки исследования КВУ.

В статье приводится сравнение поведения пересчитанного забойного давления во время исследования КВУ (через значение уровня жидкости и затрубного давления) и данных измерений глубинного манометра во время проведения исследования КВД. Сравнение проведено на примере анализа интерпретации результатов комплексного исследования, включающего одновременного замера глубинных и устьевых параметров в скважине №С участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай.

### **Основная часть**

На месторождении пробуренными скважинами вскрыты солевой и надсолевой комплексы пород. Солевой комплекс представлен сульфатно-галогенными осадками раннепермского возраста и представлен в виде соляного купола. В разрезе меловых отложений установлено 3 продуктивных горизонта, в юрских отложениях – 7 продуктивных горизонтов. Меловые горизонты приурочены к неокомским терригенным отложениям нижнего мела, юрские - к терригенным отложениям средней юры. По своему типу все залежи пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные. Границами нефтеносности для всех горизонтов являются контурные воды и тектонические нарушения.

По состоянию на 01.01.2021г. на участке 360 скважин числятся в добывающем фонде (332 действующих добывающих скважин) и 106 в нагнетательном фонде (из них 79 действующих).

Эксплуатация добывающего фонда на участке осуществляется механизированным способом при помощи ШГН и ЭВН. Установками электровинтовых насосов оборудовано 353 скважин или 98% от добывающего фонда, 7 скважин оборудовано УШГН.

На месторождении отобрано и изучено 33 глубинных и 53 рекомбинированных проб, физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 65 пробам. Исследование компонентного состава растворенного газа охарактеризовано 69 пробами. В целом, следует отметить, что плотность нефти меловых и юрских продуктивных горизонтов довольно близка между собой и нефть характеризуются как малосмолистая, малопарафинистая и малосернистая, по плотности относятся к тяжелой.

Скважина №С участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай на момент проведения ГДИС на неустановившихся режимах оборудована электровинтовым насосом, установленной на глубине 335м. Под насос в специально оборудованном контейнере был спущен глубинный манометр позволяющий измерять давление на уровне подвески с помощью хвостовика (контейнера). Промысловые данные, а также характеристики исследуемого флюида указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Промысловые данные скважины №С

Искусственный забой, м	422
Фонд скважины:	Добывающая
Интервалы перфораций, м	302-305; 344,5-348
Глубина спуска манометра, м	346
Продуктивная толщина по РИГИС, м	11,4
Пористость по РИГИС, доли ед.	0,32
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	879,7
Плотность нефти сепарированной при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	897
Объемный коэффициент нефти при стандартной сепарации	1,0235
Вязкость нефти при пластовых условиях, мПа*с	89,1

Согласно имеющемуся акту проведения ГДИС все необходимые подготовительные работы были сделаны (все системы и оборудования исправны, утечки устьевой обвязки отсутствуют). Скважина работала в суточном режиме с дебитом жидкости 4 м<sup>3</sup>/сутки и объемной долей воды в скважинной продукции – 80%.

В скважину на глубину 346 м спустили глубинный манометр-термометр (САМТ) под насос с помощью хвостовика (контейнера). С целью проведения исследования КВД совместно с исследованием КВУ на устье скважины установили уровнемер «СУДОС-автомат 2». После записи данных рабочего режима глубинным манометром, а также данных динамического уровня и затрубного давления уровнемера скважину остановили на исследовании КВУ/КВД. Подробное описание количества и типов проведенных работ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Проведенные работы в скважине №С

Дата, дд/мм/гг час/мин/сек	К-во час.	Тип работ	Прибор
07.02.2020 09:16:25	31,02	Замер забойного давления и температуры	САМТ-02-25
		Замер динамического уровня (Ндин)	СУДОС-автомат 2
08.02.2020 16:24:00	66,9	Запись кривой восстановления давления (КВД)	САМТ-02-25
		Запись кривой восстановления уровня (КВУ)	СУДОС-автомат 2

После окончания всех замеров с глубинного манометра-термометра и уровнемера были сняты данные на электронный носитель.

Ниже на рисунке 1 представлен график сопоставления замеренных данных динамического уровня, затрубного давления уровнемера с пересчитанным забойным давлением и замеренным забойным давлением глубинного манометра. Время стабилизации забойного давления до радиального потока было учтено при планировании проведения ГДИС согласно «Методике по проведению и контролю гидродинамических исследований скважин в группе компаний АО НК «КазМунайГаз» (далее – Методика). Однако, как видно, на рисунке 1 наблюдается некорректное поведение восстановления динамического уровня, что связано влиянием газа в затрубном пространстве. Изменения характера восстановления динамического уровня и затрубного давления в свою очередь оказали влияние на характер изменения фактического забойного давления, зафиксированной глубинным манометром.

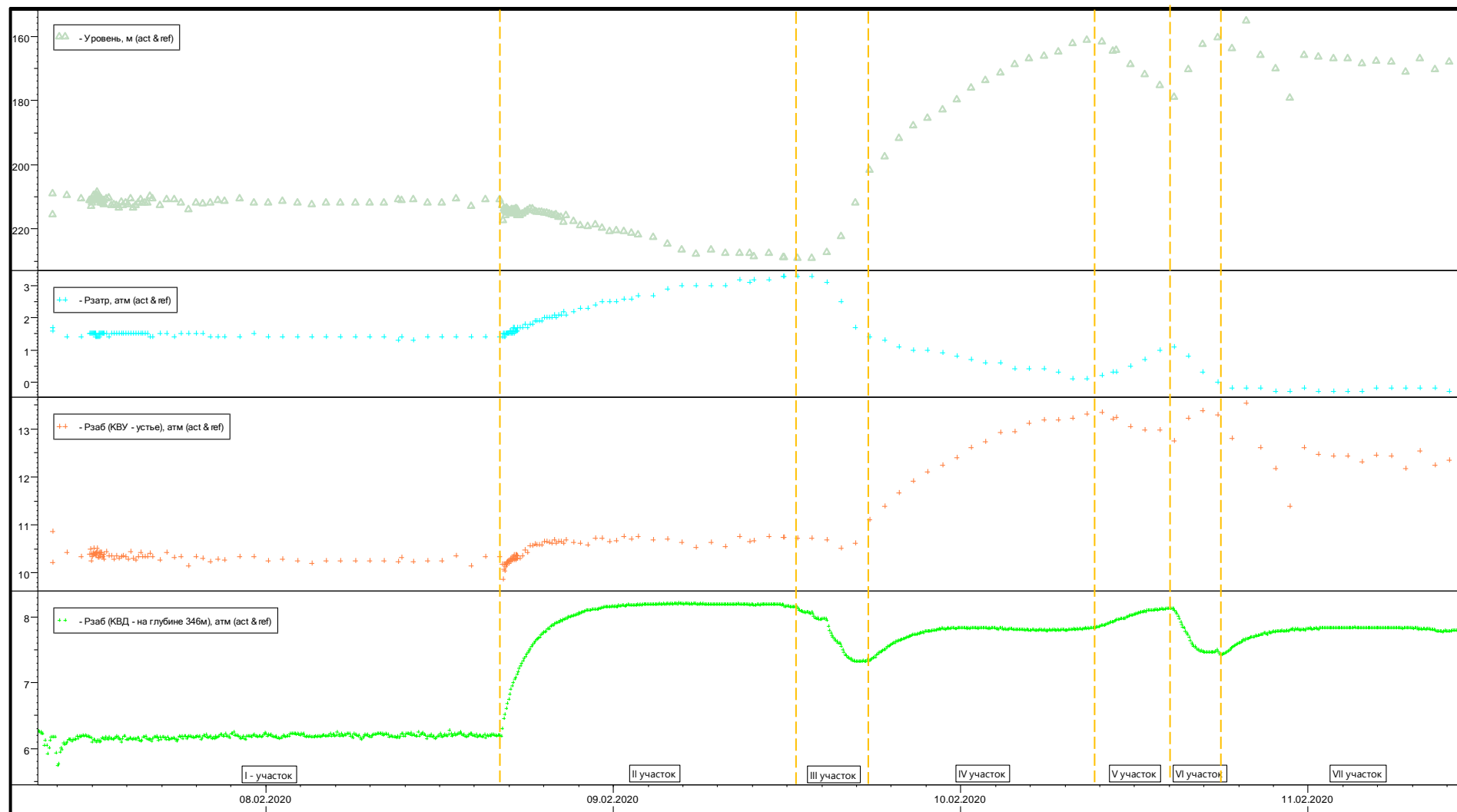


Рисунок 1 – Сопоставление замеренных данных динамического уровня, затрубного давления уровнемера с пересчитанным забойным давлением и замеренным забойным давлением глубинного манометра

По действующей методике, забойное давление во время исследования КВУ рассчитывалось по формуле 1.

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{затр}} + \left[ \left( (H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}}) \cdot \rho_{\text{н}}^{\text{пл}} + (H_{\text{сер}} - H_{\text{нас}}) \cdot (\rho_{\text{н}}^{\text{пл}} \cdot (1 - B) + \rho_{\text{в}} \cdot B) \right) \cdot g \cdot 9,87 \cdot 10^{-6} \right] \text{, атм (1)}$$

где:  $P_{\text{затр}}$  – затрубное давление, [атм];

$H_{\text{нас}}$  – расстояние от устья до приёма насоса (глубина спуска насоса), [м];

$H_{\text{дин}}$  – расстояние от устья до отбитого динамического уровня, [м];

$H_{\text{сер}}$  – расстояние от устья до середины интервала перфорации, [м];

$\rho_{\text{н}}^{\text{пл}}$  – плотность пластовой нефти, [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_{\text{в}}$  – плотность воды, [кг/м<sup>3</sup>];

$B$  – обводненность (объемная) добываемой продукции, [доли ед.];

$g$  – ускорение свободного падения:  $9,80665 \approx 9,81$  [м/с<sup>2</sup>];

$9,87 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент для перевода единиц измерения из Па в атм.

По формуле 1 видно, что значение затрубного давления напрямую влияет на расчет забойного давления. Иначе говоря, при разгерметизации устья скважины во время проведения исследования КВУ можно ошибочно учесть, что пересчитанное забойное давление показывает отклик пласта.

Также определение динамического уровня в затрубном пространстве напрямую зависит от погрешности определения скорости звука. В основном на месторождениях нашей страны используют уровнемер СУДОС-автомат, где предусматриваются 2 таблицы изменения скорости звука относительно затрубного давления:

- 1) «Лангепас» (для региона Сибири);
- 2) «Татария» (для месторождений АО «Татнефть») (таблица 3).

Таблица 3 – Поправка «Татария»

Давление, кГс/см <sup>2</sup>	Скорость звука, м/с	Давление, кГс/см <sup>2</sup>	Скорость звука, м/с	Давление, кГс/см <sup>2</sup>	Скорость звука, м/с	Давление, кГс/см <sup>2</sup>	Скорость звука, м/с
0,0	300	2,0	322	4,7	336	9,2	346
0,1	302	2,1	323	4,9	336	9,5	347
0,2	303	2,2	324	5,1	337	9,9	347
0,3	305	2,3	324	5,3	338	10,5	348
0,4	306	2,4	325	5,5	339	11,2	349
0,5	307	2,6	326	5,9	339	11,9	349
0,6	309	2,7	326	6,1	340	12,3	350
0,7	310	2,8	327	6,3	340	13,5	351
0,8	311	3,0	329	6,6	341	14,0	352
1,0	313	3,1	329	6,9	341	15,0	353
1,1	314	3,3	330	7,1	342	17,0	354
1,2	315	3,5	331	7,5	343	20,0	356
1,3	316	3,7	332	7,7	343	26,0	358
1,5	318	3,9	332	8,0	344	34,0	360
1,6	319	4,1	333	8,4	344	48,0	362
1,7	320	4,3	334	8,7	345	60,0	363
1,8	321	4,5	335	8,9	345	81,0	364

Производителем данного прибора является компания «СИАМ». Производитель в техническом описании и инструкции по эксплуатации прибора подробно расписывает «Скорость звука для скважин даже в пределах одного месторождения может сильно изменяться. Поэтому настоятельно рекомендуем пользоваться своей (для Вашего региона) таблицей поправок для конкретного месторождения или для групп скважин в пределах

*одного месторождения. Прибор будет показывать уровень, только на основе той скорости звука, которая Вы ему задали! Эти таблицы (Лангепас и Татария) могут быть использованы только для грубой оценки уровня. Кроме указанных общих таблиц в оперативную память уровнемера могут быть записаны пользовательские таблицы (до 4 шт.), принятые для условий конкретных НГДУ, месторождений и т.д.».*

В данном случае для записи динамического уровня была использована поправка уровнемера «Татария», хотя производитель отчетливо описывает, что скорость звука в затрубном пространстве для каждого месторождения или же региона должна определяться индивидуально.

Все вышеуказанные проблемы, связанные с измерением скоростью звука в затрубном пространстве и затрубного давления, в конечном итоге, приводят к ошибочному диагностированию поведения пласта.

Анализируя рисунок 1, а также исходные данные из приборов и пересчитанное забойное давление выявлены следующие моменты:

*I участок* – рабочий режим с зафиксированными данными уровнемера на устье и фактическим давлением на глубине спуска манометра 346 м;

*II-VII участки* – общее время закрытия на исследования КВД и КВУ, которая составила 66,9 часов;

*II участок* – начало исследования КВД (обрабатываемый участок 19,12 часов). С восстановлением затрубного давления уровень задавливается, вследствие чего снижается, освобождая место для газа;

*III участок* – I пропуск клапана уровнемера, которая привела к падению затрубного давления и восстановлению динамического уровня;

*IV участок* – продолжение падения затрубного давления и восстановления динамического уровня;

*V участок* – клапан уровнемера снова становится герметичным и увеличивается затрубное давление, сопровождающиеся падением динамического уровня;

*VI участок* – при достижении значения затрубного давления до 1,1 атм клапан уровнемера снова начинает пропускать;

*VII участок* – затрубное давление стравливается до нуля. Конец исследования.

Учитывая вышперечисленные моменты, а также отличие пересчитанного забойного давления от замеренного глубинным манометром давления на 2-5 атм, данные исследования КВУ не были проинтерпретированы, так как некорректность исходных данных может привести к некорректным результатам и ошибочному представлению о фильтрационных свойствах пласта. Поэтому для дальнейшей интерпретации выбран участок исследования КВД до начала разгерметизации (рисунок 2), которая привела к снижению забойного давления. При интерпретации исследования использовано ПО «Saphir».



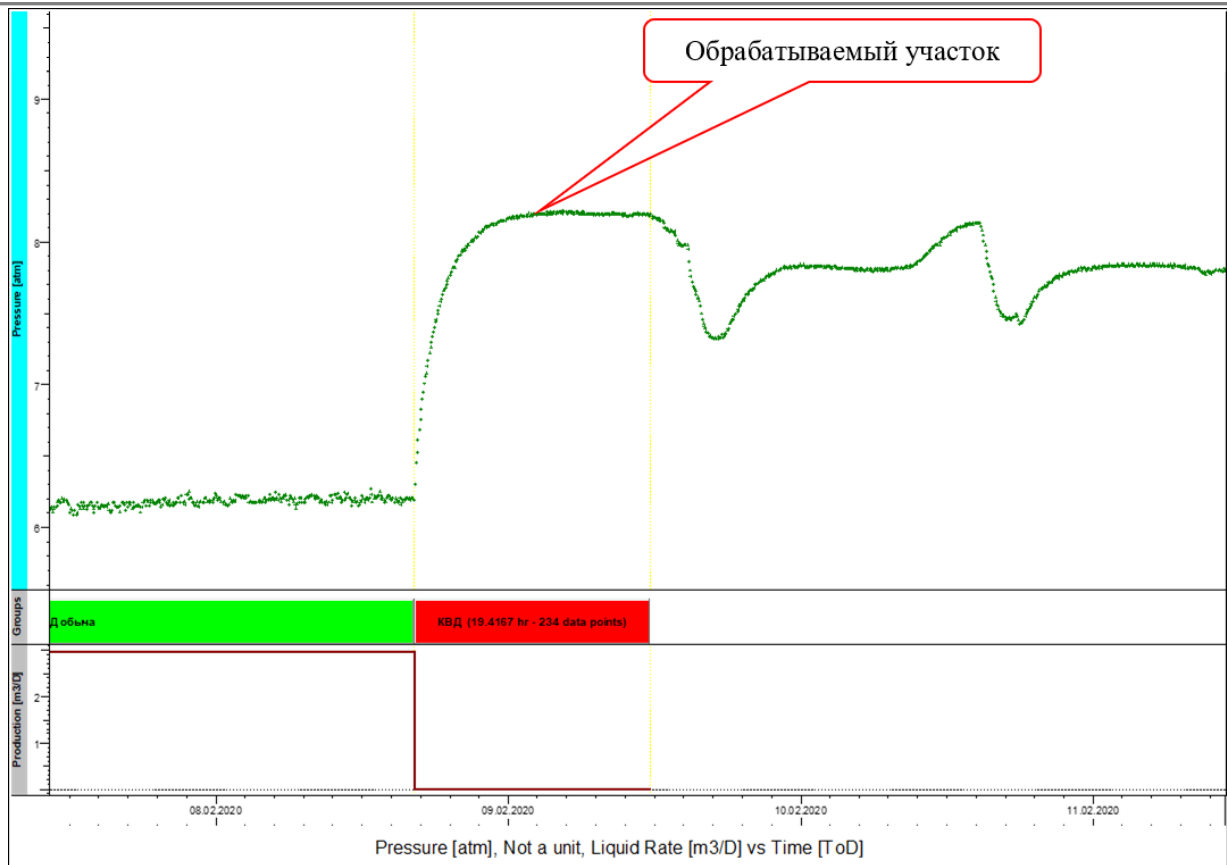


Рисунок 2 – Динамика изменения забойного давления при исследовании КВД

Производная давления наиболее точный инструмент для определения радиального потока (рисунок 3). С помощью касательной по этому радиальному потоку на полулогарифмическом графике (рисунок 4) можно определить пластовое давление и другие параметры пласта.

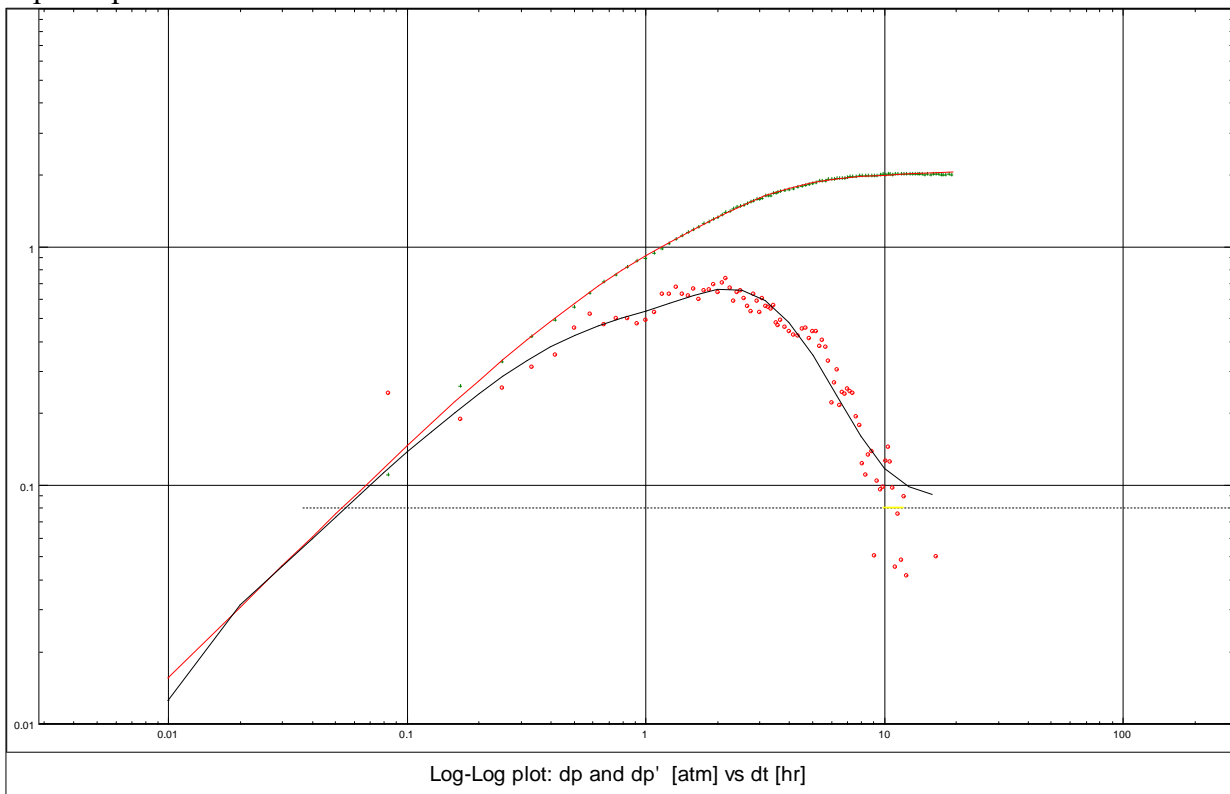


Рисунок 3 – Диагностический график. Производная давления

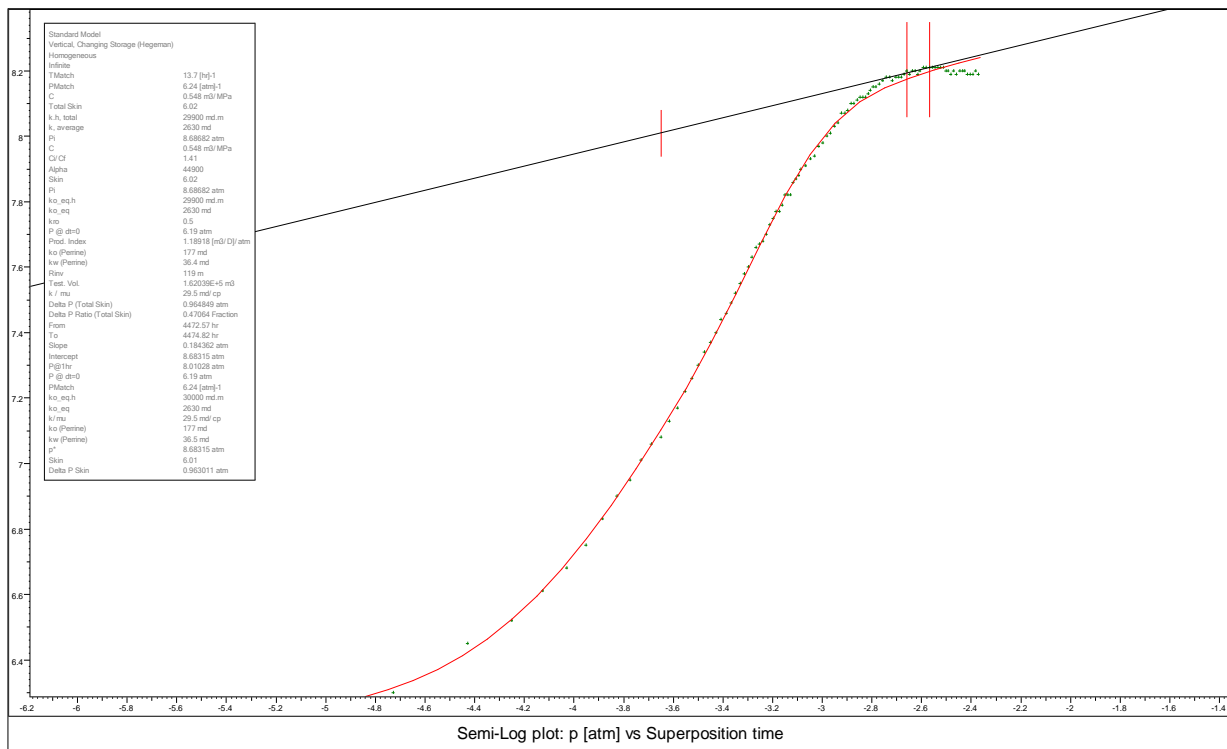


Рисунок 4 – Полулогарифмический график. Проведение касательной

### Результаты исследования

Проанализировав данные работы скважины и данные исследования КВД совместно с исследованием КВУ можно сделать нижеуказанный вывод.

Забойное давление, пересчитанное по текущей расчетной формуле от динамического уровня согласно методике, не характеризует фактическое поведение забойного давления глубинного манометра. Это мы можем наблюдать:

I участок – разница между забойными давлениями записанным глубинным манометром и полученным расчетным путем от замеров динамических уровней составляет 3-5 атм (погрешность 60-70%), что в свою очередь является существенной разницей;

II участок – разница давлений, замеренного в последней точке КВД и пересчитанного вовремя КВУ составляет больше 2 атм (погрешность 25%);

V участок – наблюдается снижение пересчитанного давления несмотря на то, что замеренное глубинным манометром давление растет;

VI участок – в пересчитанном давлении наблюдается увеличение, но фактическое давление глубинного манометра снижается. Это показывает, что формула для пересчета в случае разгерметизации затрубного пространства не характеризует фактическое поведение давления, следовательно, все исследования КВУ с разгерметизацией затрубного пространства можно считать недостоверными. Анализ и интерпретация исследования КВУ не даст достоверных результатов необходимых для дальнейшего проектирования месторождения.

По результатам интерпретации получены следующие значения давлений:

- Забойное давление на глубине 346 м равно 6,19 атм.
- Пластовое давление на глубине 346 м равно 8,69 атм.

Полученные результаты данного исследования КВД носят вероятностный характер, так как на бигарифмическом графике наблюдается только начало радиального потока. Недостижение на радиальный режим связано с сокращением данных во время остановки скважины из-за разгерметизации.

### **Выводы и рекомендации**

Данный эксперимент показал, что исследование КВУ является недостаточно точным инструментом для оценки энергетического состояния, фильтрационных параметров пласта и состояния призабойной зоны скважины.

Основные недостатки, когда проводят исследования КВУ с помощью уровнемера:

- Некорректность скорости звука, которая увеличивает погрешность определения динамического уровня в затрубном пространстве;
- Разгерметизация затрубного пространства во время проведения исследования КВУ, которая не характеризует истинную диагностику отклика пласта.

Многие исследования КВУ имеют такие проблемы. Как правило, они все имеют погрешности и не дают нам качественные результаты для дальнейшего адекватного применения результатов.

Некоторые варианты решения данной проблемы:

- Постоянные забойные датчики (Permanent down hole gauge) – оборудование решает не только проблемы связанные с ГДИ, но и позволяет постоянно отслеживать энергетику пласта в режиме реального времени. Однако из-за высокой стоимости не все нефтепользователи могут себе позволить приобрести его для всех скважин;
- Спуск глубинного манометра под насос с помощью хвостовика (контейнера). Этот метод является наиболее эффективным для решения этой проблемы. Он уже был успешно применен в скважинах, оснащенных электровинтовым насосом (ЭВН) и штанговым глубинным насосом (ШГН). Манометр-термометр опускается в скважину с помощью хвостовика, установленного под насосами. Контейнер с манометром-термометром крепится к хвостовику через резьбовое соединение.

Однозначно результаты проведенных исследований с помощью глубинных манометров намного точнее, чем исследования, проведенные с применением уровнемера, так как в результате регистрируются фактические данные давления.

### **Список литературы**

1. Методика по проведению и контролю гидродинамических исследований скважин в группе компаний АО НК «КазМунайГаз», Астана, 2018г.;
2. Анализ динамических потоков, КАРРА, 2008 г. (Оливье Узе, Дидье Витура, Оле С. Фьере и др.);
3. Гидродинамические исследования скважин, Томск, 2007г. (Кулагина Т.Е., Камартидинов М.Р.);
4. Well test analysis: The use of advanced interpretation models, Paris, France, 2002 (Dominique Bourdet).
5. Статья «Проблемы получения качественных результатов по гидродинамическим исследованиям в Казахстане», Актау, 2019г. (Қыздарбаев Е.М., Мухтанов Б.М.);
6. Уровнемер СУДОС-автомат 2 мастер. Техническое описание и инструкция по эксплуатации, Томск, 2012г. (Томское научно-производственное и внедренческое общество СИАМ).

**Ж.А.Есетов, Ж.А.Жақанова, Е.М.Қыздарбаев, Ю.Ю.Макрушин, А.Б.Ниязбаева**  
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Атырау филиалы, «Ембімұнайгаз» АҚ

### **№С ҰНҒЫМАДА ҚКҚҚ ЖӘНЕ ДҚҚҚ БІРЛЕСКЕН ЗЕРТТЕУ ЖҮРГІЗУ КЕЗІНДЕ КЕНЖАР ҚЫСЫМЫНЫҢ МІНЕЗ ҚҰЛҚЫН САЛЫСТЫРМАЛЫ ТАЛДАУ**

**Аннотация.** Бұл мақалада Кеңбай кен орнының Молдабек Шығыс учаскесінің №с ұнғымасын гидродинамикалық зерттеу кезінде алынған деректерді өңдеу нәтижелері келтірілген. Қысымды қалпына келтіру қисығын (ҚКҚҚ) зерттеу кезінде деңгейдің қалпына келу қисығы (ДҚҚҚ) және терендік манометрмен өлшенген кенжар қысымы деректері бойынша динамикалық деңгейден есептік кенжар қысымын пайдалана отырып, құбыр кеңістігіндегі сұйықтық деңгейінің және қысымның

мінез-құлқындағы өзгерістер келтіріледі. ДҚКҚ алу кезінде сағалық параметрлерді кенжар қысымына қайта есептеу әдістемесі бастапқы ақпараттың дұрыстығына, ҰГДЗ жүргізу сапасына және ұңғымалардың техникалық жай-күйіне сезімтал екендігі көрсетілген, бұл кенжар қысымын, қабаттың сүзу сипаттамаларын анықтауда елеулі қателікке әкелуі мүмкін және нәтижесінде қабаттың кенжар маңы аймағының жай-күйі туралы ақпарат бұрмаланады.

**Түйінді сөздер:** тау-кен ұңғымасы, ұңғымаларды гидродинамикалық зерттеу, деңгейді қалпына келтіру қисығы, қысымды қалпына келтіру қисығы, кенжар қысымы, өнімді қабаттың сүзу қасиеттері.

**Өзектілігі:** Ұңғымаларды гидродинамикалық зерттеу өнімді қабат туралы ең сенімді ақпаратты алудың негізгі әдістерінің бірі болып табылады. Қабат туралы неғұрлым сенімді және нақты ақпарат болса, мұнай мен газ кен орындарын игеру соғұрлым тиімді болады.

**Жұмыстың мақсаты:**

Тіркелген тереңдік манометрмен өлшенген кенжар қысымының деректерін динамикалық деңгей деңгейімен алынған кенжар қысымының қайта есептелген мәндерімен салыстыру.

**Зерттеу нысаны мен пәні:**

Зерттеу нысаны-өнімді қабатты ашатын пайдалану ұңғымасы. Зерттеу пәні Ұңғымаларды гидродинамикалық зерттеу нәтижелері болып табылады.

**Зерттеу әдісі**

Бір уақытта тоқтатылған өндіру ұңғымасындағы деңгейді қалпына келтіру қисығын және қысымды қалпына келтіру қисығын алып тастау.

**Zh.A.Esetov, Zh.A.Zhakanova, E.M.Kyzdarbaev, Yu.Yu.Makrushin, A.B.Niyazbaeva**  
Atyrau branch of KMG Engineering LLP, Embamunaigas JSC

**COMPARATIVE ANALYSIS OF BOTTOM-HOLE PRESSURE BEHAVIOR DURING A JOINT STUDY OF KVD AND KVD AT WELL No.C**

**Abstract:** This article presents the results of processing data obtained during hydrodynamic studies of well No. C of the Moldabek Vostochny section of the Kenbai field. Changes in the behavior of the liquid level in the annulus and pressures are presented using the calculated bottom-hole pressure from the dynamic level according to the level recovery curve (LRC) and the measured bottom-hole pressure with a depth gauge during the study of the pressure recovery curve (PRC). It is shown that the method of recalculation of wellhead parameters to bottom-hole pressure when removing the LRC is sensitive to the reliability of the initial information, the quality of the hydrodynamic studies and the technical condition of wells, which can lead to a significant error in determining bottom-hole pressure, filtration characteristics of the formation, and, as a result, information about the state of the bottom-hole zone of the formation is distorted.

**Keywords:** producing well, hydrodynamic studies of wells, level recovery curve, pressure recovery curve, bottom-hole pressure, filtration properties of a productive formation.

**Relevance:** Hydrodynamic studies of wells are one of the main methods for obtaining the most reliable information about the productive reservoir. The more reliable and accurate information about the reservoir, the more efficient the development of oil and gas fields will be.

**The purpose of the work:**

Comparison of the measured data of the downhole pressure recorded by the depth gauge with the recalculated values of the downhole pressure of the dynamic level taken by the level gauge.

**The object and subject of the study:**

The object of the study is an operational production well that opens a productive reservoir. The subject of the study is the results of hydrodynamic studies of wells.

**The research method**

Removal of the level recovery curve and the pressure recovery curve at the stopped production well at the same time.

МРНТИ 52.47.27

**Е.Е. Сатылхан, Ж.А.Олжағали, Р.Т.Сулейменова**  
 С.Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау, Қазақстан  
[satykhan.yernar@mail.ru](mailto:satykhan.yernar@mail.ru), [olzhaqali.zhanadil@gmail.com](mailto:olzhaqali.zhanadil@gmail.com)

### **МДАМУДЫҢ СОҢҒЫ КЕЗЕҢІНІҢ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ МҰНАЙ КЕН ОРЫНДАРЫН ҰЛҒАЙТУ ЖӨНІНДЕГІ ШАРАЛАР САРҚЫЛҒАН КОЛЛЕКТОРЛАРДЫҢ МҰНАЙ БЕРУІ**

**Аннотация.** Бұл мақалада автор мұнай кен орындарын игерудің кеш сатысы ұғымын қарастырады, оның өндірісті оңтайландырудағы маңыздылығын атап көрсетеді. Кезең өндірілетін өнімнің орташа сулануы және алынатын қорлардың өндірілу дәрежесі бойынша анықталады. Автор қабаттағы физикалық процестерді және олардың кен орындарын игеруге әсерін егжей-тегжейлі талдайды.

Кен орнының энергетикалық жағдайындағы өзгерістерге, мұнай қорларының жай-күйіне және дамудың кеш сатысындағы қалдық мұнайдың қасиеттеріне ерекше назар аударылады. ҚҚҰ (Қабат қысымын ұстау) жүйесін қолданудың тиімсіздігімен және қалдық мұнайдың тұтқырлығы мен тығыздығы сияқты ерекше қасиеттерімен байланысты мәселелер талқыланады.

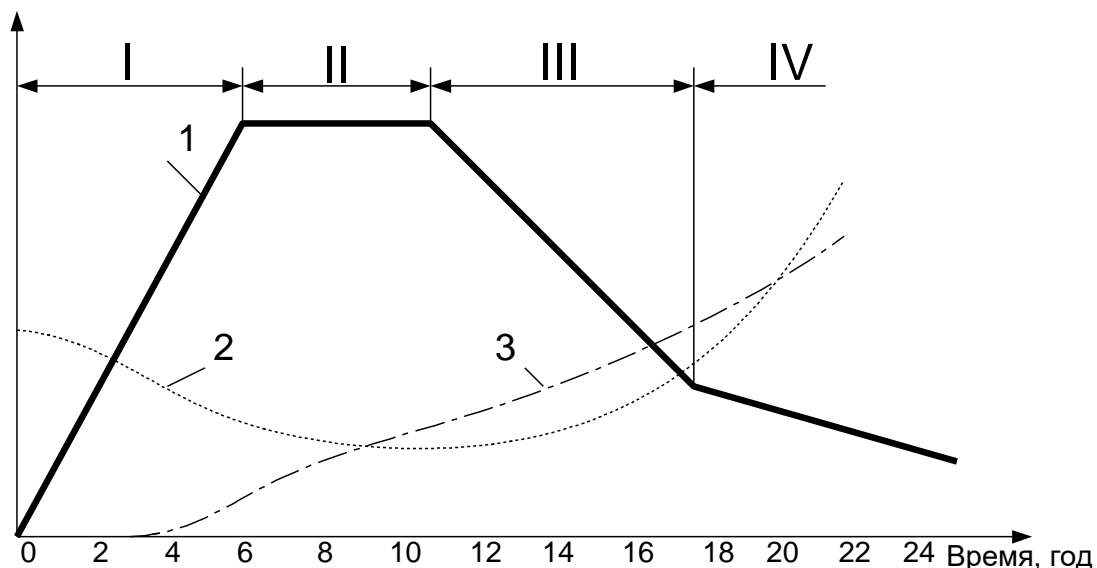
Әрі қарай, автор сарқылған коллекторлардың мұнай шығымдылығын арттыру жөніндегі іс-шараларды шолуға көшеді. Олардың ішінде-қабаттың кенжар маңын тазарту, Ұңғымаларды қайта перфорациялау, қабатқа энергия жүктемесін азайту, атаулы геологиялық-техникалық іс-шараларды жүргізу және басқа да әдістер бар. Бұл шаралар энергетикалық және қаржылық шығындарды азайтуға, айтарлықтай күрделі салымдарсыз мұнай өндірудің ағымдағы деңгейін арттыруға және экологиялық жүктемені азайтуға бағытталған.

Қорытындылай келе, автор мұнай қорларын өндіруді ұлғайтуды және өндірілетін өнімнің өзіндік құнын төмендетуді қоса алғанда, кен орындарын игерудің кеш сатысында ұсынылған әдістерді қолданудың айтарлықтай артықшылықтарын атап көрсетеді, бұл өндіру процесінің ұзақ мерзімді тұрақтылығы мен тиімділігін қамтамасыз етеді.

**Түйін сөздер:** кейінгі кезеңі, коллектор, мұнай бергіштікті арттыру, сарқылу, кен орынның суланғандығы, мұнай кен орны, гравитациялық градиент, Қабаттың кенжар маңы аймағы, МАК(Мұнай алу коэффициенті), қабат сұйықтығы, ҚҚҰ(қабат қысымын ұстау)БАҚ(бастапқы алынатын қорлар).

#### **Мұнай кен орнын дамыту және пайдалану кезеңдері.**

Кез-келген мұнай кен орнын игеру төрт негізгі кезеңнен тұрады (сурет.1): өндірудің өсу деңгейі (I), мұнай өндірудің тұрақты деңгейі (II), мұнай өндірудің төмендеу кезеңі (III) және мұнай өндірудің соңғы кезеңі (IV).



1– сурет. Кен орнын игеру көрсеткіштерінің серпіні.  
1-мұнай өндіру, 2- 1 тонна мұнайдың өзіндік құны, 3-мұнайдың сулануы.

Бірінші кезеңнің тән ерекшелігі-өндіруші ұңғымаларды бұрғылау жұмыстарына үздіксіз енгізуіне байланысты мұнай өндіру көлемінің біртіндеп өсуі. Бұл кезеңде мұнай өндіру әдісі фонтанды, сулану жоқ. Бұл кезеңнің ұзақтығы 4-6 жылды құрайды және көптеген факторларға байланысты: қабат қысымының мөлшері, өнімді горизонттардың қалыңдығы мен саны, өнімді жыныстар мен мұнайдың қасиеттері, кен орнын игеруге арналған құралдардың болуы және т. б. Осы кезеңде 1 тонна мұнайдың құны жаңа ұңғымалардың құрылысына, жаңа ұңғымаларды бұрғылау жұмыстарына байланысты салыстырмалы түрде жоғары болып келеді.

Игерудің екінші кезеңі мұнай өндіру деңгейінің тұрақтылығымен және ең төменгі өзіндік құнымен сипатталады. Осы кезеңде фонтанды ұңғымалардың үдемелі сулануы есебінен өндірудің механикаландырылған әдісіне ауыстырылады. Осы кезеңде мұнай өндірудің құлдырауы резервтік қордың жаңа өндіруші ұңғымаларын енгізумен шектеледі. Екінші кезеңнің ұзақтығы кен орнынан мұнай алу қарқынына, алынатын мұнай қорларының мөлшеріне, ұңғымалар өнімінің сулануына және кен орнының басқа горизонттарын игеруге қосу мүмкіндігіне байланысты. Екінші кезеңнің соңы ҚҚҰ үшін айдалатын су көлемінің ұлғаюы мұнай өндіру көлеміне айтарлықтай әсер етпейтіндігімен және оның деңгейі төмендей бастайтындығымен сипатталады. Осы кезеңнің соңында мұнайдың сулануы 50% - ға жетуі мүмкін. Кезеңнің ұзақтығы ең төмен болып табылады.

Үшінші даму кезеңі мұнай өндіру деңгейінің төмендеуімен және өнім сулануының ұлғаюымен сипатталады. Бұл кезең ұңғыма суланғандығы 80-90%-ға жеткенде аяқталады. Осы кезеңде барлық ұңғымалар өндірудің механикаландырылған әдістерімен жұмыс істейді, жекелеген ұңғымалар шекті суланғандығына байланысты жұмыстан шығарылады. Осы кезеңде 1 тонна мұнайдың құны мұнайды сусыздандыру және тұзсыздандыру қондырғыларын салуға және пайдалануға беруге байланысты өсе бастайды. Осы кезеңде ұңғымалардың дебиттерін арттыру бойынша негізгі іс-шаралар жүргізіледі. Бұл кезеңнің ұзақтығы шамамен 4-6 жыл.

Игерудің төртінші кезеңі қабат суын өндірудің үлкен көлемімен ал, мұнай өндірудің аз көлемімен сипатталады. Өнімнің сулануы 90-95% немесе одан да көп. Осы кезеңде мұнай өндірудің өзіндік құны рентабельділік шегіне дейін артады. Бұл кезең ең ұзақ және 15-20 жылға созылады.

Жалпы алғанда, кез-келген мұнай кен орнын игерудің жалпы ұзақтығы басынан бастап 40-50 жылдық рентабельділікке дейін деп қорытынды жасауға болады. Мұнай кен орындарын игеру тәжірибесі тұтастай алғанда бұл тұжырымды растайды.

**Кен орынды игерудың кеш кезеңі туралы түсінік.** Әдетте, бұл терминді барлық кен орындар үшін кен орынның суланғандығының интегралды сипаттамасына сәйкес және пайдалану коэффициентімен немесе алынатын қорлардың өндірілу дәрежесімен байланысты қолданылады. Өндірілетін өнімнің орташа сулануы 90% - дан асатын және бастапқы өндірілетін қорлардың өндірісі 80% - дан асатын игеру кезеңі кеш кезеңге жатады деп саналады. Мұнда, нақтылау қажет, кен орынның орташа сулануы әр ұңғыманың сулану динамикасынан тұрады және қабатта болып жатқан процестердің физикалық мәнін көрсетпейді, ал, қабатта болып жатқан процестерді нақты түсінуге байланысты ғана игеру стратегиясы құрылады.

Негізінде, дамудың кеш кезеңі деп мұнайдың қабаттың ығысу шегінен өткеннен кейінгі кезеңін атағанымыз жөн. Ығыстырушы агенттің өнімді қабаттың тереңіне тараған сайын, игерудың кеш кезеңі басталатын қабат көлемінің ұлғаюы болады, демек, игерудің осы кезеңіне тән барлық физикалық процестер төменде қарастырылады. Дамудың соңғы кезеңінің мағынасын дәл осы тұрғыда түсіну мұнай кен орнын игерудегі келесі маңызды мәселеге көшуге мүмкіндік береді.

Кез-келген игерілудегі мұнай шоғыры - бұл динамикалық жүйе және одан қабат сұйықтықтарын алу процесінде ол қайтымсыз өзгерістерге ұшырайды. Алайда, ҚҚҰ жүйесін енгізгеннен кейін, жүйенің күйіне қарамастан, іс жүзінде шоғырға бірдей әсер болады. Шоғырға ҚҚҰ-ның күйсіз әсерінен ҚҚҰ тиімділігі біртіндеп және тұрақты азаяды және бұл әдіс өндіріс тиімсіз болғанға дейін жалғасады.

Айта кетейік, мұнай кен орнын игерудің кеш кезеңі игерудің алдыңғы кезеңдерінен түбегейлі ерекшеленеді:

1. Кен орнының энергетикалық жағдайы:

- артық потенциалдық энергияның болуы (ҚҚҰ жүйесі арқылы жасанды түрде әкелінген сумен кеуекті кеңістік қаныққан);
- екі ортаның тікелей байланысы "қалдық мұнай-ығыстырушы агент";
- Фазалардың арасындағы меншікті салмақтың айырмашылығына байланысты фазалық шекарада гравитациялық қысым градиентінің пайда болуы.

2. Мұнай қорларының жай-күйі:

- қалдық мұнай қабаттың жуылған кеуекті қабат көлемінің ішінде хаотикалық түрде шашыраңқы және қос құрылымды қабаттар түрінде ұсынылған, олардың пайда болуы фазалық шекарадағы хроматографиялық процестердің көрінісіне байланысты;
- ығыстырушы агенттің қабаттың кеуек кеңістігін жуу арқылы қалдық мұнайға әсері тиімсіз.

3. Қалдық мұнайдың қасиеттері:

- қалдық мұнай құрылымдық-механикалық қасиеттерге ие;
- жергілікті мұнайдан түзілген қалдық мұнайдың тұтқырлығы мен тығыздығы жергілікті мұнайға қарағанда едәуір жоғары.

Осылайша, кеш кезеңдегі мұнай шоғыры бастапқы күйіне қарағанда түбегейлі ерекшеленеді, сондықтан қалдық мұнайға адекватты игеру әдістерін пайдалану керек.

### **Сарқылған коллекторлардың мұнай беруін ұлғайту шаралары**

1. Ұңғымалардың ұңғыма маңы аймағын (ҰМА) тазарту, Ұңғымаларды қайта перфорациялау (доперфорация):

- таза мұнай аймағында (ТМА) перфорациямен қамту коэффициенті толықтай болуы керек;
- су-мұнай аймағында (СМА) барлық мұнаймен қаныққан қалыңдық және сумен қаныққан қалыңдықтың бөлігі

2. Қабатқа энергия жүктемесінің төмендеуі (ілеспе сулардың көлемін азайту және ығыстырушы агентті айдауды шектеу).

3. Тоқтап тұрған ұңғыма қорларда мекенді геологиялық-техникалық іс-шараларды (ГТШ) өткізу.

4. Суланғандығы жоғары ұңғымалар түбінде мұнайдың қайта жиналу жылдамдығын анықтау бойынша арнайы кәсіптік зерттеулер жүргізу және оларды мұнайдың қайта жиналу жылдамдығынан аспайтын өндіру режиміне ауыстыру (кандидаттар – қабат төбесінің микроантиклинальдарындағы ұңғымалар).

5. Ұңғымаларда сусыз мұнайды өндіруді қалдық мұнайдың қайта жиналу жылдамдығынан аспайтын режимде ұйымдастыру

6. өнімді қабат төбесінің абсолютті белгілерінің вариацияларын ескеріп айдау ұңғымаларының орнын өзгерту (айдау ұңғымалары өнімді қабат төбесінің микросинклиналдарында болуы керек).

7. Өнімді қабат төбесінің микроантиклиналдарында сұйықтықты жеделдетіп алуды (СЖА) жергілікті қолдану



2-сурет. Шөгінді жыныстардан пайда болған қатпар

### Қорытындылар:

Игерудің кеш кезеңіндегі мұнай кен орнын игеруге жұмсалатын энергетикалық және қаржылық шығындардың айтарлықтай төмендеуі; игеру жүйесін өзге энергетикалық деңгейге ауыстыру есебінен мұнай қорларын неғұрлым жоғары өндіруге қол жеткізу ( $МАК=0,8-0,95$ ); Елеулі күрделі шығындарсыз мұнай өндірудің ағымдағы деңгейін арттыру; "қабат-ұңғыма-кеніш тасымалду жүйесі – өнімді дайындау және бөлу жүйесі – ҚҚҰ жүйесі-қабат" технологиялық циклінде су көлемінің көп төмендеуі, бұл мұнай өндірудің бүкіл жүйесіне экологиялық жүктемені азайтуға мүмкіндік береді; жылдық мұнай өндірудің сенімді болжамымен ұзақ уақыт бойы өндірілетін өнімнің мүмкін болатын ең төменгі құнын қамтамасыз ету.

### Әдебиеттер тізімі

1. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей / М.М. Иванова. М.: Недра, 1976.
2. Ильясов Б.Г. Системный подход к построению модели организации процесса разработки и эксплуатации нефтяного месторождения / Б.Г. Ильясов, Е.С. Шаньгин, И.А. Дьячук // Нефтепромысловое дело. 2003. № 5. С. 16–22.



3. Дьячук И.А. Обоснование необходимости перфорации всей нефтенасыщенной толщины в пластах, представленных обширной ВНЗ и осложненных контактными запасами (на примере пласта D1нж Белебеевского нефтяного месторождения) / И.А. Дьячук, Е.В. Князева, И.В. Костенко, Н.С. Кутуков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 4. С. 81–89.

4. Останков Н.А. Довыработка истощенных нефтяных коллекторов на примере Казанского и Медведевского нефтяных месторождений АО «Самаранефтегаз» / Н.А. Останков, С.А. Козлов, Д.В. Кашаев, А. С. Нечаев, Г. Г. Гиляев, И. А. Дьячук, Е. В. Князева // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». № 2/2016. С. 60–64.

5. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells//PTJ. 1968. January. P. 83–92

**Е.Е.Сатылхан, Ж.А.Олжагал, Р.Т. Сулейменова**

Атырауский университет нефти и газа имени С.Утебаева, Атырау, Казахстан

### **ОСОБЕННОСТИ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И МЕРЫ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ИСТОЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

**Аннотация.** В данной статье автор рассматривает понятие поздней стадии разработки нефтяных месторождений, подчеркивая ее важность для оптимизации добычи. Стадия определяется по средней обводненности добываемой продукции и степени выработки извлекаемых запасов. Автор подробно анализирует физические процессы в пласте, возникающие после прохождения фронта вытеснения, и их влияние на разработку месторождений.

Особое внимание уделяется изменениям в энергетическом состоянии залежи, состоянии запасов нефти и свойствам остаточной нефти на поздней стадии разработки. Обсуждаются проблемы, связанные с неэффективностью применения системы ППД (повышенного пластового давления) и специфическими свойствами остаточной нефти, такими как ее вязкость и плотность. Далее автор переходит к обзору мероприятий по увеличению нефтеотдачи истощенных коллекторов. Среди них – очистка призабойной зоны пласта, доперфорация скважин, снижение энергетической нагрузки на пласт, проведение адресных геолого-технических мероприятий и другие методы. Эти меры направлены на снижение энергетических и финансовых затрат, повышение текущего уровня добычи нефти без значительных капитальных вложений и минимизацию экологической нагрузки.

В заключение, подчеркиваются значительные преимущества применения предложенных методов на поздней стадии разработки месторождений, включая увеличение выработки запасов нефти и снижение себестоимости добываемой продукции, что обеспечивает долгосрочную устойчивость и эффективность процесса добычи.

**Ключевые слова:** поздняя стадия, коллектор, увеличение нефтеотдачи, истощение, обводненность, нефтяная залежь, гравитационный градиент, ПЗП, КИН, пластовый флюид, ППД, НИЗ(начальные извлекаемые запасы).

**E.E.Satylkhan, Zh.A. Olzhagali, R.T.Suleimenova**

Atyrau University oil and gas named after S.Utebaev,

### **FEATURES OF THE LATE STAGE OF OIL FIELD DEVELOPMENT AND MEASURES TO INCREASE OIL RECOVERY OF DEPLETED RESERVOIRS**

**Abstract.** In this article, the author examines the concept of the late stage of oil field development, emphasizing its importance for optimizing production. The stage is determined by the average water content of the extracted products and the degree of production of recoverable reserves. The author analyzes in detail the physical processes in the formation that occur after the passage of the displacement front, and their impact on the development of deposits.

Particular attention is paid to changes in the energy state of the deposit, the state of oil reserves and

the properties of residual oil at a late stage of development. The problems related to the inefficiency of the PPD system (increased reservoir pressure) and the specific properties of residual oil, such as its viscosity and density, are discussed.

Next, the author proceeds to review measures to increase oil recovery from depleted reservoirs. Among them are the cleaning of the bottom-hole zone of the formation, additional perforation of wells, reduction of the energy load on the formation, carrying out targeted geological and technical measures and other methods. These measures are aimed at reducing energy and financial costs, increasing the current level of oil production without significant capital investments and minimizing the environmental burden.

In conclusion, the significant advantages of using the proposed methods at a late stage of field development are emphasized, including increasing the production of oil reserves and reducing the cost of production, which ensures long-term sustainability and efficiency of the production process.

**Keywords:** late stage, reservoir, increased oil recovery, depletion, waterlogging, oil deposit, gravity gradient, bottomhole formation zone, oil recovery factor, reservoir fluid, maintaining reservoir pressure.

УДК 681.121  
МРПТИ 52.47.27

**A. T. Yersain, D. T. Yersain**

Atyrau Oil and Gas University named after Safi Utebayev, Atyrau, Kazakhstan

E-mail: a.ersain2001@mail.ru

### **MASS FLOW METERS: TYPES, ADVANTAGES AND HOW THEY WORK**

**Abstract.** This article reviews the currently existing mass flow meters, their advantages and the principles of their operation.

**Key words:** mass flowmeter.

**Introduction.** The main purpose of using equipment for measuring mass flow in automated systems of commercial accounting, control, regulation and process control is to achieve an economic effect from their implementation by promptly obtaining accurate and reliable data about the measured media. Obtaining reliable measurement results of volumetric and mass quantities of the supplied and or used product, substance, medium depends mainly on the correct choice of flow measurement devices and the compliance of the methods and principles of operation of such devices with the parameters of a certain technological process.

Devices that measure mass quantities are called mass flowmeters. The mass flow rate is measured when it is necessary to control the number of gas molecules, without paying attention to the operating conditions (temperature, pressure). Dynamic mixing of gases, reactor systems, including catalytic ones, and commercial gas metering systems can be noted here. The difference between the volumetric flow measurement and the mass measurement is explained by the fact that the mass remains constant when pressure and temperature change. The readings of the volumetric flow meter strongly depend on the specific installation location. Depending on the specifics of the application, there is a wide variety of flow meters and quantity counters, which can be divided into the following types:

- Thermal flowmeters (calorimetric; thermoanemometric);
- Coriolis flowmeters.

Thermal flowmeters are designed to convert the temperature values of liquids and gases into a unified output signal. They provide measurement of gas and liquid flow with high accuracy, including micro-expenses that are not available for other types of flow meters. They can be calorimetric and thermoanemometric.

The principle of operation of calorimetric flowmeters is based on heating the flow of the measured medium by external sources, and when the medium moves, the sensors determine the

flow change (Fig.1). It depends on the flow rate and heat consumption during the heating process. In this type of device, the consumption is determined by the value of the power consumed by the heater to form a constant temperature difference, or by the temperature difference while maintaining power. When determining the gas flow rate by the power value, the flowmeter is a flow thermostat, where the measuring and regulating component is a balanced element with resistance thermometers responsible for monitoring the temperature before and after heating. If the temperature difference changes, then it goes out of equilibrium, and a signal is output to the measuring device. The heater circuit is responsible for determining the mass flow rate. When determining the gas flow rate by the temperature difference while maintaining constant power, a sensor is used, which is a serial connection of resistance thermometers located before and after the heater. In this way, the equality of currents in the electrical circuit is achieved so that they can be graded according to the temperature difference.

The advantages of such flow meters are: high measurement accuracy, structural strength, the ability to measure pulsating flows and minimal inertia. However, the measuring system is quite complex and has unstable characteristics.

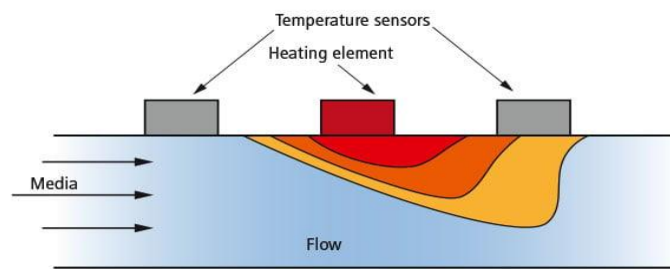


Figure 1 – The calorimetric measurement principle scheme

IFM Electronic SL5201 calorimetric sensor (fig.2) for monitoring the gas flow rate up to 20 m/s. The sensor outputs an analog output signal proportional to the air flow rate. The SL5201 air flow velocity sensor with a supply voltage of 24 V DC, has an analog output signal of 0-10 V. It is connected using a built-in cable with a length of 2 meters. It is installed on a pipeline with a nominal passage diameter of 23 mm. The temperature of the measured medium is from 35...65 °C, it operates at ambient temperatures from -10 to 50 °C. The pressure strength is 1 bar.



Figure 2 – SL5201 Calorimetric flow sensor with thread G1/2"

Thermoanemometric flowmeters are reliable sensors made of high-quality materials and without moving parts in the structure. The principle of operation of thermoanemometric flowmeters allows you to control air or gas flows with high speeds. At the same time, the metrological indicators of the sensor are at a high level.

The principle of operation of the thermoanemometric flowmeter is based on the effect of thermal diffusion and the dependence of the mass flow rate on the temperature change of the sensing elements during the flow.

The device consists of four main parts: a transducer, a protective rod, a heating element and

a thermal sensor measuring the ambient temperature.

In operation, the heating element is heated to a certain temperature  $T_1$ . In this case, the sensor measures the temperature of the medium  $T_2$ . As the flow increases, the thermal diffusion processes proceed faster, due to which  $T_2$  decreases, which leads to a change in the value of the temperature difference. The mass flow rate is calculated by the converter based on the value of the temperature difference and the diameter of the pipeline.

The advantages of thermoanemometric flowmeters include high speed, the presence of multiple outputs, a high degree of protection from external factors, the absence of moving elements, and the absence of the need for constant maintenance. Limitations of devices of this type include requirements for the location of the rod in the pipeline, changes in the physical properties of the flow (temperature, creation of turbulence) and not determining the direction of flow.

The SD5000 thermoanemometric (fig.3) flowmeter is designed to measure and control the flow of compressed air in the range up to 15 m<sup>3</sup>/h for installation on a pipeline with a diameter of 8 mm. Two independent outputs. The first is for discrete control or pulse flow measurement, the second is for discrete control of flow, temperature of the measured medium, or analog for flow or temperature measurement. The SD5000 flowmeter has a display on the body, as well as buttons for control and adjustment. The IO-Link interface.



Figure 3 – Thermoanemometric flow meter SD5000 with thread G1/4"

Thermoanemometric and calorimetric flowmeters are very similar in principle of operation, but have certain features. One of the differences lies in the design of the sensor, since calorimetric flowmeters consist of two temperature sensors and one heating element. In this case, the flow rate is determined by the difference in the readings of the thermal sensors, while depending on the direction of flow, one of the two thermal sensors will heat up more strongly, which will allow us to judge the direction of flow. At high flow rates, the heat spot shifts greatly, and sensor readings do not allow us to judge the flow rate. The sensors and the heating element in the calorimetric sensors are positioned in such a way that no flow resistance is created.

In turn, the thermoanemometric flowmeter consists of a thermal sensor and a heating element, which are included in the bridge circuit, the imbalance of which indicates the presence of a flow. This measurement method will not allow you to determine the flow directions, but it will be able to monitor the flow of gases with high flow rates.

Coriolis (mass) flowmeters differ favorably from other flowmeters in their characteristics when it comes to functionality combined with reliability. Coriolis flowmeters are designed for high-precision measurements in difficult conditions.

The principle of operation of mass flowmeters is based on the Coriolis force. The measuring system consists of one or two tubes (a U-shaped flow meter), in which oscillations (pipe twisting) are created when the product flows. The electronic unit records the phase shift using sensors at the inlet and outlet of the tubes. Based on these data, the consumption is estimated, as well as the density of the medium.

Direct measurement of the mass flow rate allows for very high accuracy. Plus, the devices are equipped with temperature sensors, which allows you to fully receive data on the state of the environment.

The advantages of such flowmeters are very high measurement accuracy, the ability to simultaneously measure density, temperature and mass flow, ensuring product quality control and

process safety, measuring inhomogeneous media (oil, gas-liquid mixture), do not require straight sections of the pipeline and a certain flow direction, and high reliability.

The coriolis EMIS-MASS 260 flowmeter (fig.4) measures the mass flow rate, mass, temperature and density of the medium and calculates the volumetric flow rate and volume. The measured medium is gas, liquid, there are two flow types available - mass, volume. Pressure of the measured medium is up to 6.3 MPa, up to 25 MPa.



Figure 4 – EMIS-MASS 260 coriolis flowmeter

**Conclusion.** As you can see, mass flow meters have many advantages and disadvantages. To select the required mass flowmeter, not only the cost of the device should be taken into account, but also compatibility with the working environment, installation location, accuracy, range of permissible operating temperatures and pressures.

### References

1. Xiaolu Wang, Yuchun Chen, Yuxiang Jiang, Kai Zhang. Rectangle-gap-type laminar flow meter with inward pressure taps // Flow measurement and Instrumentation. – 2020.
2. V.V. Kortiashvili, E.I. Krakhmalev. Overview of methods for measuring mass flow // Measuring instruments. – 2015.
3. SL5201 Calorimetric flow sensor, brochure, 2024
4. Thermoanemometric flow meter SD5000, brochure, 2024
5. EMIS-MASS 260 coriolis flowmeter, brochure, 2024

**А.Т.Ерсайн, Д. Т.Ерсайн**

«Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ» ҚеАҚ, Атырау, Қазақстан

### МАССА АҒЫМЫН ӨЗГЕРУШІЛЕР: ТҮРЛЕРІ, АРТЫҚШЫЛЫҚТАРЫ ЖӘНЕ ОЛАР ҚАЛАЙ ЖҰМЫС ЕТЕДІ

**Аннотация.** Бұл мақалада қазіргі кездегі жаппай шығын өлшегіштердің түрлері, олардың артықшылықтары мен жұмыс принциптері қарастырылады.

**Түйін сөздер:** жаппай шығын өлшегіш.

**А. Т. Ерсайн, Д. Т.Ерсайн**

Атырауский университет нефти и газа имени С.Утебаева, Атырау, Казахстан

### МАССОВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ: ТИПЫ, ПРЕИМУЩЕСТВА И КАК ОНИ РАБОТАЮТ

**Аннотация.** В данной статье обзревается разновидности существующих в настоящее время массовых расходомер, их преимущества и принципы их работы.

**Ключевые слова:** массовый расходомер.

УДК 621.642  
МРНТИ 52.47.29

**А.Т. Капашева**

«Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ» ҚеАҚ, Атырау, Қазақстан  
<sup>1)</sup>[aigul\\_64\\_zzz@mail.ru](mailto:aigul_64_zzz@mail.ru)

## РЕЗЕРВУАРЛАРДАҒЫ ШӨГІНДІЛЕРМЕН КҮРЕСУ ӘДІСТЕРІ

**Андатпа.** Мақалада резервуарларды пайдалану кезінде тазалау мәселесі қарастырылуда. Өте күрделі және қауіпті процестердің бірі - пирофорлық қалдықтарды шығару. Іс жүзінде бұл құрамалармен күресудің әртүрлі комбинациялары қарастырылды және олар тиімді деп саналады.

**Түйін сөздер.** Резервуар, пирофорлы шөгінділер, жылутасымалдаушы, механикалық қосындылар, тұздар, күкірт қосылыстары.

Резервуарларды пайдаланудың маңызды мәселелерінің бірі-оларды тазарту.

Резервуарлардың түбінде уақыт өте келе ұзақ пайдалану кезінде резервуардың жұмыс (пайдалы) көлемін азайтатын тұнба жиналады.

Тұнба мұнайдың қозғалуына және оның әртүрлі қабаттарының резервуарда араласуына жол бермейді, бұл тұздардың шоғырланған агрессивті ерітінділерін оқшаулауға және резервуардың түбінде, дәнекерлеуінде және бірінші белдеуінде коррозиялық процестердің дамуына ықпал етеді. Тұнба ауданы бойынша біркелкі бөлінбейді, оның ең үлкен қалыңдығы қабылдау – тарату құбырларынан алыс жерлерде жасалады, бұл резервуардағы мұнайдың нақты мөлшерін дәл өлшеуге мүмкіндік бермейді. Мұның бәрі объектінің өнімділігін төмендетеді.

Резервуарларды сенімді пайдалану үшін оларды мезгіл-мезгіл жиналған шөгінділерден тазарту қажет [1].

Мұнай өнімдері бар резервуарларды тазарту кезеңділігі МЕСТ 1510-84 бойынша белгіленеді, мұнай астындағы резервуарлар қажет болған жағдайда: түбіндегі және пирофорлы шөгінділерден, тұтқырлығы жоғары жауын-шашыннан босату, сондай-ақ резервуарға диагностика жүргізу кезінде тазартылады.

Шөгінділердің осы түрлерімен күресу шаралары мен әдістерінің кешенін әзірлеу үшін бастапқы нүкте ретінде түбіндегі шөгінділердің құрамын зерттеу қажет.

Төменгі (шламды) шөгінділердің құрамы әр түрлі болуы мүмкін, атап айтқанда:

- \* механикалық қосындылар;
- \* химиялық құрамы-ауыр көмірсутектер (парафиндер, асфальтендер, майлар);
- \* су;
- \* тұздар, күкірт қосылыстары.

Резервуарлар мен ыдыстарды тазалау тәсілдері үш түрге бөлінеді: қолмен, механикалық (механикаландырылған) және жуғыш заттарды қолдана отырып механикаландырылған тазалау әдісі [2].

Қолмен тазалау әдісінде қатты қалдықтарды алып тастағаннан кейін ыдысты бумен шаяды, (0,2-0,3) МПа қысыммен өрт оқпанынан ыстық (30-50) °С сумен жуады. Қалған мұнай шламы бар жуу суы сорғымен сорылады. Суға беттік белсенді заттар (ББЗ), суда еритін басқа заттар қосылуы мүмкін. Суды шайып тастау-шөгінділерді резервуардан алуға дайындаудың ең арзан және салыстырмалы түрде жылдам әдісі.

Механикаландырылған тазалау әдісімен беттің ластануы арнайы гидромонитор жуу машиналары арқылы қысыммен берілетін ыстық немесе суық сумен жуылады. Механикаландырылған тазалау әдісі тазалау уақытын айтарлықтай қысқартады, резервуардың қарапайымдылығын азайтады, адам денсаулығына зиянды ауыр операциялардың көлемін азайтады және резервуарды тазалау процесінің құнын төмендетеді.

Резервуарларды тазартудың механикаландырылған әдісінің кемшіліктеріне суық суды жылытуға арналған жылу энергиясының үлкен шығыны, ластанған суды тазарту қондырғыларына айдау қажеттілігі, мұнай қалдықтарынан жеңіл фракциялардың салыстырмалы түрде үлкен шығындары жатады.

Гидромеханикалық параметрлердің тазарту процесінің тиімділігіне әсерін зерттеу кезінде төменгі шөгінділермен әрекеттесетін соққы ағынының күші оңтайлы мәнге ие екендігі анықталды және саптаманың диаметріне және жуғыш сұйықтық ағынының басына тікелей байланысты емес. Гидромониторда жеткілікті үлкен қысыммен (2,0 – 2,5) МПа ағынның "кесу" әсері пайда болады, бұл тазалау тиімділігін төмендетеді.

Суды қолмен жуу арқылы шөгінділерді жоюдың механикаландырылған әдісі "SUPERMAX" компаниясының резервуарларын тазарту технологиясында қолданылды.

Жуу құралдарының ерітінділерін қолдана отырып, резервуарларды тазартудың химиялық механикаландырылған әдісі тазалау сапасын, тазалау процесінің қарқындылығын арттыруға көмектеседі, қол еңбегін қолданудың төмен дәрежесімен сипатталады. Оны практикалық қолдану мүмкіндігін шектейтін әдістің негізгі кемшіліктері арнайы реагентті пайдалану қажеттілігі және жуғыш заттардың ерітінділерін мұнай шламдарынан (мұнай қалдықтарынан) одан әрі тазарту болып табылады [3].

Мұнайды жуғыш зат ретінде қолдана отырып, арнайы химиялық реагенттерді қолдану алынып тасталады және жуу ерітіндісін қалпына келтіру және мұнай қалдықтарын мұнай тасымалдау жүйесінде жинау арқылы кәдеге жарату мәселесі шешіледі.

Жылу тасымалдаушы (бу, пеш газы) көмегімен шөгінділерді жылыту және араластыру технологиясы резервуардың ішінде де, "ПКП РЕМОС" ЖШҚ әзірлеген және қолданатын әртүрлі конфигурациялардың сыртқы жылу алмастырғыштарында да жүзеге асырылуы мүмкін. Nalw Chemical (АҚШ) компаниясы су-балшық тұнбасын араластырумен және жылытумен бірге парафин еріткіші мен дисперсті агентті пайдалануды көздейтін мұнай резервуарларын тазартудың жаңа технологиясын әзірледі.

Оның мәні - шөгінділердің көлеміне тұнбаны сұйылтатын және оған сұйықтық қасиетін беретін еріткіш енгізіледі. Бұл әдістің көптеген артықшылықтары бар. Кемшілігі-аралық резервуарды тұндырғыш ретінде пайдаланудың қымбаттығы мен қажеттілігі, сондай-ақ суспензияны арнайы қайта өңдеу қажеттілігі. Сонымен қатар, шөгінділердің көлемін тиімді сұйылту үшін еріткіштің салыстырмалы көлемі қажет.

Резервуарды тазарту кезінде ең күрделі, көп уақытты қажет ететін және қауіпті процестердің бірі пирофорлы шөгінділерді жою процесі болып табылады, өйткені олар қазірдің өзінде 20 - 22°C температурада тұтанады, бұл өз кезегінде мұнай өнімдерінің өртенуіне, резервуардың пайдаланудан шығарылуына және адам өмірін жоғалтуға әкеледі. Пирофорлы шөгінділер әдетте күкіртсутекті коррозия өнімдерінің, шайырлы заттардың, органикалық өнімдердің және механикалық қоспалардың қоспасы болып табылады. Ауаның оттегімен әрекеттесу кезінде жаңа тотықпаған пирофорлы шөгінділер қатты қыздыруға, өздігінен жануға қабілетті және мұнай өнімдерінің ауамен бу қоспасының жарылуына, мұнай өнімдерінің тұтануына және өртке себеп болуы мүмкін.

Пирофорлы шөгінділерден туындаған жарылыстар мен өрттердің алдын алу мұндай шөгінділердің пайда болуына жол бермеуге дейін азаяды. Ол үшін резервуарлар, құбырлар және басқа да жабдықтар, әсіресе күкіртті мұнай өнімдеріне арналған, пирофорлы шөгінділер түзуге қабілетсіз материалдардан – тот баспайтын болаттан, алюминийден жасалады.

Резервуарлардың, құбырлардың және пирофорлы шөгінділер түзуге қабілетті басқа да жабдықтардың ішкі беттері арнайы қорғаныш жабындармен – лак-бояулармен, цементпен, алюминиймен, мырышпен және пирофорлы шөгінділердің пайда болуына себеп болмайтын басқа материалдармен жабылады

Резервуарлық ыдыстарды тазалау кезінде ішкі қабырғаларды сумен жуып, резервуарлардан пирофорлық шөгінділер толығымен жойылғанша ылғалды ұстау керек.

Тазарту процесінде резервуарлардан алынған кір мен пирофор шөгінділерін дымқыл

күйде мұнай өнімдері қоймасының аумағынан алып тастап, жерді қауіпсіз жерге көму керек, өйткені кепкеннен кейін пирофор шөгінділері өздерінің негізгі қасиеттерін толығымен қалпына келтіреді [4].

Іс жүзінде ең үлкен технологиялық және экономикалық нәтижеге қол жеткізу үшін түпкі және пирофорлы шөгінділермен күресу әдістерінің әртүрлі комбинациясы қолданылады. Мұндай әдістер мен олардың комбинацияларының әртүрлілігі осы мәселенің өзектілігін көрсетеді, сондықтан осы мәселені шешудің жаңа әдістерін зерттеу және әзірлеу перспективалық бағыт болып табылады және ерекше ғылыми қызығушылық тудырады. Тазартудың ең тиімді әдісі - химиялық- механикаландырылған, ол қалдықтарды араластырумен және жылытумен бірге парафин еріткішін қолданудан тұрады.

Мұндай технология уақыт пен еңбек шығындарын азайтады және мұнай қалдықтарынан көмірсутек бөлігін алуға мүмкіндік береді

### Әдебиет тізімі

1. Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах // Нефтегазовое дело, 2006
2. Штин И.В. Технология размыва донных отложений в резервуарах типа РВС// Трубопроводный транспорт нефти. Приложение, 2001, - №12.-С. 6-9.
3. Резервуары для нефти и нефтепродуктов. Конструкции и оборудование. Том 1. Ф. Ш. Ахметов [и др.]. – СПб : Недра, 2010. – 476 с.
4. Александров, В. Н. Совершенствование систем предотвращения накопления донных нефтяных отложений в резервуарах большой вместимости / В. Н. Александров, А. Галканов, Б. Н. Мастобаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2001. — № 2. - С. 70–72.

**А.Т. Капашева**

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С.Утебаева», Атырау, Казахстан

<sup>1</sup>[aigul\\_64\\_zzz@mail.ru](mailto:aigul_64_zzz@mail.ru)

### МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ В РЕЗЕРВУАРАХ

**Аннотация.** В статье рассматривается проблема очистки резервуаров при использовании. Одним из наиболее сложных и опасных процессов является наличие пирофорных отложений. На практике рассматривались и считаются эффективными различные комбинации борьбы с этими соединениями.

**Ключевые слова:** резервуар, пирофорные отложения, теплоноситель, механические соединения, соли, соединения серы.

**А.Т. Kapasheva**

Atyrau University of Oil and Gas named after S.Utebayev, Atyrau, Kazakhstan

### METHODS FOR CONTROLLING SEDIMENTS IN TANK

**Annotation.** The article discusses the problem of cleaning tanks during use. One of the most complex and dangerous processes is the presence of pyrophoric deposits. In practice, various combinations of combating these compounds have been considered and are considered effective.

**Keywords:** reservoir, pyrophoric deposits, coolant, mechanical connections, salts, sulfur compounds.



УДК 621.642  
МРНТИ 52.47.97

**А.Т. Капашева**

«Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ» ҚеАҚ, Атырау, Қазақстан  
[aigul\\_64\\_zzz@mail.ru](mailto:aigul_64_zzz@mail.ru)

## **ҚҰБЫРЛАРДЫ ОҚШАУЛАҒЫШ ЖАБЫНДАРМЕН КОРРОЗИЯДАН ҚОРҒАУ**

**Андатпа.** Бұл мақалада оқшаулағыш жабындармен құбырларды коррозиядан қорғау әдістерін егжей-тегжейлі талдау қарастырылған. Жер асты құбырларын коррозиядан қорғау үшін қолданылатын оқшаулағыш жабындарға қойылатын негізгі талаптар қарастырылады

**Түйін сөздер:** битумды-мастикалық жабындар, оқшаулағыш жабын, коррозия, құбырларды оқшаулау

Құбырлардың пайдалану сенімділігі мен беріктігі көбінесе олардың коррозияға қарсы қорғанысының тиімділігіне, қолданылатын оқшаулағыш жабындардың сапасы мен сенімділігіне байланысты. Жер асты құбырларын ұзақ уақыт пайдалану кезінде оқшаулағыш жабындары қартаяды және біртіндеп қорғаныс қасиеттерін жоғалтады. Өздеріңіз білетіндей, қазіргі заманғы нормалар коррозиядан қорғаудың екі деңгейін қамтамасыз етеді: пассивті және белсенді. Бұл ретте оқшаулағыш жабындар "диффузиялық тосқауыл" функциясын орындай отырып, құбырларды коррозиядан бастапқы "пассивті" қорғауды қамтамасыз етеді, ол арқылы коррозиялық-белсенді агенттердің (су, топырақ электролиті, ауа оттегі) металына қол жеткізу қиынға соғады. Қаптамада ақаулар пайда болған кезде құбырлар коррозиядан катодты қорғаныс құралдарымен қорғалады (коррозиядан екінші реттік "белсенді" қорғаныс). Құрылыс процесінде оқшаулағыш жабындар, әдетте, битум немесе полимер негізінде құбырларға қолданылады [1].

Битум-мастикалық жабындар өте жоғары қорғаныс қасиеттерімен сипатталады және оқшаулау жұмыстарын сапалы орындау кезінде құбырларды 20-30 жыл бойы коррозиядан қорғауды қамтамасыз ете алады. Сонымен қатар, битум-мастикалық жабындардың бірқатар маңызды кемшіліктері бар. Бұл кемшіліктер, ең алдымен, оларды қолданудың өте тар температура диапазонына байланысты. Қыста, ауаның төмен температурасында, битум жабындары аздап механикалық жүктемелер мен деформациялар кезінде сынғыш және жойылады.

Жазғы кезеңде, сондай-ақ құбырларды пайдалану температурасы плюс 30<sup>0</sup>С -тан жоғары болған кезде, битум-мастикалық жабындар жұмсарады, тұтқыр-сұйық күйге өтеді және топырақтың әсерінен де, құбырдың салмағымен де жүзіп, итерілуі мүмкін. Сонымен қатар, битум жабындары суды жоғары сіңіреді. Коррозиядан қорғауға қойылатын жалпы талаптар битум жабындарын қолдану құбырлардың диаметрлерімен қоса алғанда 820 мм-ге дейін шектеледі. Соңғы 30 жыл ішінде полимерлі таспалы жабындар жер асты төсемдерінің құбырларын оқшаулау үшін кеңінен қолданылды. Битум-мастикалық жабындармен салыстырғанда полимерлі таспа жабындары қолдану кезінде технологиялық болып табылады, қолдану температурасының кең диапазонына ие (минус 20<sup>0</sup> С -тан плюс плюс 40<sup>0</sup> С -қа дейін), суды аз сіңіреді, ылғал-оттегінің өте төмен өткізгіштігі, жоғары диэлектрлік өнімділігі, өтпелі қарсылық, катодты қабыршақтануға төзімділігі жоғарылайды. Сонымен қатар, топырақтың түріне және ауа-райының жағдайына байланысты үлкен диаметрлі құбырлары бар траншеялардағы топырақ шөгінділері 2-3 жылға созылуы мүмкін [3].

Жұмыс істеп тұрған құбырларға жүргізілген көптеген зерттеулер көрсеткендей, құбырлардың диаметрі неғұрлым үлкен болса, жабынға соғұрлым үлкен интегралды жүктемелер әсер етеді, құбырларды салу және пайдалану кезінде таспа жабынына үлкен зақым келеді. Құбырлардың диаметрлері 530 мм-ге дейін және одан төмен төмендеген кезде топырақтың жауын-шашын уақыты мен интегралды тангенс жүктемелерінің мөлшері таспа

жабынының айтарлықтай ауысуы болмайтын деңгейге дейін төмендейді. Бұл жағдайда құбырдың бетін жақсы тазарту, жоғары сапалы праймерлеу және таспалы материалдардың жеткілікті жоғары кернеу күші жағдайында оқшаулағыш жабын жоғары қорғаныс қасиеттерімен сипатталады.

Жерасты құбырларын коррозиядан қорғау үшін қолданылатын оқшаулағыш жабындар келесі талаптарға сай болуы керек:

- 1) 100% тұтастық, яғни тесіктер мен жарықтар жоқ, бүкіл бетінде оқшаулағыш қабаттың біркелкілігіне ие болу;
- 2) қорғаныс жабынының тұтастығы жергілікті бұзылған кезде топырақ электролитінің құбыр беті бойымен қозғалуын болдырмау үшін құбырмен жақсы адгезияға ие болу;
- 3) жоғары диэлектрлік қасиеттерге ие болу, яғни кезбе токтардың әсерін минимумға дейін төмендетуді немесе толық алып тастауды қамтамасыз ететін жеткілікті жоғары электр кедергісіне ие болу;
- 4) сақтау, тасымалдау кезінде, пайдалану процесінде сақталатын жоғары механикалық беріктігі мен серпімділігіне ие болуға; топырақ әсер еткен кезде итеруге ұшырамауға, тозуға төзімді болуға;
- 5) құбыр металымен және топырақ электролитімен химиялық өзара әрекеттеспеуге;
- 6) ылғал-оттегіге төзімділікке ие болу;
- 7) ұзақ катодты поляризация әсер еткен кезде қорғаныш қасиеттерін бұзбауға және жоғалтпауға;
- 8) термиялық қартаюға төзімді және құбырларды пайдаланудың бүкіл мерзімі ішінде құбырларды коррозиядан қорғауды қамтамасыз етуге қабілетті материалдардан тұруға міндетті.

«Полилен-МВ» полиэтилен таспаларынан ПН-001ВК праймері бар оқшаулау жүйесі жасалды, ол өзінің қорғаныс қасиеттері бойынша импорттық оқшаулағыш материалдардың оқшаулауынан жоғары. Оны кез келген диаметрлі құбырлар үшін қолдануға болады, импорттық полиэтилен таспалары 820 мм-ге дейін. Диаметрі 57 - 1420 мм құбырлар үшін жоғары жылу өткізгіштігі бар «Асмол» пластикалық полимерлі материалдар қолданылады, бұл бірнеше минут ішінде арматуралық материалдарсыз құбырда оқшаулауды қалыптастыруға мүмкіндік береді [4].

Трасса жағдайында оқшаулау жұмыстарының технологиясы оқшаулағыш материалдарды дайындауды, оқшауланған бетті кептіру немесе жылытуды, құбырды тазалауды, праймерді қолдануды, қорғаныш жабындысын қолдануды және жабындардың сапасын бақылауды қамтиды. Жаңбыр, тұман, қар жауған кезде және қатты жел кезінде құбырлардың ылғалды бетіне оқшаулағыш жабындарды жағуға жол берілмейді. Коррозияға қарсы жабындарды жағу алдында құбырлардың бетін дайындау келесідей жүзеге асырылады: беті кептіріліп, кірден, тоттан, металға жақсы жабысқан қақтан, шаңнан, топырақ пен мұздан тазартылуы керек, сонымен қатар күйе мен майдан тазартылуы керек.

Ауа температурасы плюс 10°C төмен болған кезде құбырдың бетін плюс 15°C температураға дейін қыздыру керек (бірақ плюс 50°C жоғары емес). Кептіру және жылыту кептіру пештері мен құбырларды күйесіз қыздыруды қамтамасыз ететін қондырғылар арқылы жүзеге асырылады (отынның толық жануы кезінде). Өздігінен жүретін тазалау машиналарының көмегімен беті механикалық түрде тазартылады. [5]. Металлдың, шлактардың шашырандылары, сондай-ақ өткір шығыңқы жерлер мен саңылаулар алдымен құбырлардың дәнекерленген қосылыстары аймағынан және құбырдың бетінен тегістеуіштердің көмегімен жойылуы керек. Тазартылған бет дереу праймермен өңделуі керек. Құбырдың беті құрғақ болуы керек; ылғалдың, күйе мен майдың іздерінің болуына жол берілмейді. Қаптамалардың сапасын тексеру келесі ретпен кезең-кезеңмен жүргізілуі керек: құбырды траншеяға түсірмес бұрын немесе оны тіректерге орнатпас бұрын, қорғаныс жабынының бетін тексеру керек: сыртқы тексеру арқылы, ұшқынды дефектоскоппен үздіксіздік, жарықтар мен зақымданулардың болмауы; МЕСТ бойынша жабынның қалыңдығы мен адгезиясы; құбырды траншеяға түсіргеннен кейін оны толтырар алдында

жабынды сыртқы тексеру арқылы тексеру керек, сонымен қатар траншеяда оқшауланған монтаждық қосылыстардың жабынының сапасын тексеру керек; траншеяны толтырғаннан кейін құбыр металы мен жердің арасында электрлік жанасу аймақтарының жоқтығына көз жеткізу үшін жабын аспаптық әдіспен соңғы тексеруден өтеді [6].

Егер бұрын құбырлар үшін сыртқы жабындар ретінде негізінен битум мастикалары мен жабысқақ полимерлі таспалар негізіндегі трассаларға қолданылатын, өте төмен қорғаныс және пайдалану сипаттамаларымен сипатталатын коррозияға қарсы жабындар пайдаланылса, қазіргі уақытта зауытта қолданылатын заманауи полиэтилен және полиуретанды жабындар негізінен құбырларды, фитингтерді, арматураны оқшаулау үшін қолданылады, ал құбырлардың дәнекерленген қосылыстарын оқшаулау полимерлі термиялық ленталармен жүзеге асырылады. Құбырды оқшаулаудың технологиялық процесін трассалық жағдайдан стационарлық (зауыттық немесе базалық) жағдайға көшіру арқылы құбырларды коррозияға қарсы қорғау сапасын күрт арттыруға қол жеткізуге болады. Шынында да, тек стационарлық жағдайда ғана құбыр беттерін сапалы дайындауды қамтамасыз етуге болады, тек зауыт жағдайында ғана күрделі энергияны қажет ететін технологиялық жабдықты (жару машиналары, индукциялық пештер, экструдерлер, ұнтақ және сұйық эпоксидті бояуларды жағуға арналған қондырғылар) және заманауи оқшаулауды қамтамасыз етуге болады..

### Әдебиет тізімі

1.Винокурцев Г.Г., Первунин В.В., Крупин В.А., Винокурцев А.Г.Защита от коррозии подземных трубопроводов и сооружений: Учеб. пособие. - Ростов н/Д: Рост. гос. строит. ун-т, 2003. - 124 с.: ил.

2.Петрова Л.М. Научно-технический семинар «Определение эффективности катодной защиты подземных и подводных сооружений». Защита металлов. – М.: Наука. Т. 26. – 1990. – № 1. – С. 162 – 166.

3.Ачильдиев И.Я., Винокурцев Г.Г. Опыт эксплуатации и пути повышения коррозионной устойчивости подземных газопроводов Средней Азии //Обз. инф. ВНИИЭгазпром. Сер. Транспорт и хранение газа. – 1986. – Вып. 8. – С. 45.

4.Винокурцев Г.Г., Фатрахманов Ф.К., Ачильдиев И.Я. О проблеме надежности систем контроля противокоррозионной защиты среднеазиатских газопроводов. Индустриализация электрохимической защиты магистральных трубопроводов и промышленных объектов //Сб. науч. тр. ВНИИСТ. – М., 1989. – С. 41 – 46.

5.Воронин В.И., Воронина Т.С. Изоляционные покрытия подземных нефтепроводов, М., ВНИИОЭНГ, 1990, с. 200.

6.Ибрагимов М.Ш., Коробейников В.А., Шацкий А.С. Вопросы очистки наружной поверхности трубопровода от антикоррозионных покрытий // Трубопроводный транспорт нефти, 2000, № 2, с. 20.

**А.Т. Капашева**

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С.Утебаева», Атырау, Казахстан

<sup>1</sup>[aigul\\_64\\_zzz@mail.ru](mailto:aigul_64_zzz@mail.ru)

### ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ ИЗОЛЯЦИОННЫМИ ПОКРЫТИЯМИ

**Аннотация.** В данной статье проводится подробный анализ способов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями. Рассмотрены основные требования, предъявляемые к изоляционным покрытиям, применяемым для защиты подземных трубопроводов от коррозии.

**Ключевые слова:** битумно-мастичные покрытия, изоляционное покрытие, коррозия, изоляция трубопроводов.

**А.Т. Kapasheva**

«Atyrau University of Oil and Gas named after S.Utebayev», Atyrau, Kazakhstan

## **PROTECTION OF PIPELINES FROM CORROSION WITH INSULATING COATINGS**

**Annotation.** This article provides a detailed analysis of methods for protecting pipelines from corrosion with insulating coatings. The basic requirements for insulating coatings used to protect underground pipelines from corrosion are considered.

**Keywords:** Bitumen-mastic coatings, insulating coating, corrosion, pipeline insulation.

## ГЛАВА 2. ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕХИМИИ И ЭКОЛОГИИ

УДК 678.073  
МРНТИ 61.63.09

**Ф.Р. Аренова, Р.М. Искаков**

Атырауский университет нефти и газа имени С.Утебаева, Атырау, Казахстан  
e-mail: A.fariza23@aogu.edu.kz

### ПРЕИМУЩЕСТВА ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИТОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИПРОПИЛЕНА

**Аннотация.** Полипропилен (ПП) - это недорогой пластик, который в настоящее время находится в переходной зоне между массовым использованием и инженерным применением в основном из-за его ограниченных механических свойств, таких как низкая прочность на растяжение и ударопрочность. Именно по этой причине полипропилен обычно модифицируют добавками и частицами для улучшения его механических и термических характеристик и, таким образом, удовлетворения требований, предъявляемых к инженерным приложениям. Кроме того, полипропиленовые композиты являются подходящими материалами для обработки простым, быстрым, автоматическим и массовым способом, таким как литье под давлением. Это делает полипропиленовые композиты привлекательными для нескольких применений. В последнее время полипропиленовые композиты (ППК) находятся в центре внимания из-за их универсальности в производстве композитных материалов. Свойства полипропиленовых композитов определяются многочисленными значениями физических и химических свойств, среди которых ключевым показателем является нефте- и маслостойкость композита. В этой статье мы углубимся в мир полипропиленовых композитов, исследуя их состав, свойства, области применения и преимущества.

**Ключевые слова:** полипропилен, полимерные композиты, применение композитов, маслостойкость, нефтестойкость.

#### Введение

В последнее время полипропиленовые композиты (ППК) находятся в центре внимания из-за их универсальности в производстве композитных материалов. Свойства полипропиленовых композитов определяются многочисленными значениями физических и химических свойств. Ожидается, что мировой рынок полипропилена и полипропиленовых композитов вырастет в среднем на 13% до 2030 года. Полипропилен - это термопластичный полимер, который широко используется в различных отраслях промышленности благодаря своей превосходной химической стойкости, высокой прочности и низкой стоимости. Полипропиленовые композиты, с другой стороны, представляют собой материалы, которые армированы наполнителями, такими как стекловолокно, древесные волокна или минералы, для улучшения их механических свойств.

Полипропилен (ПП) является термопластичным полимером и может быть получен путем полимеризации молекул пропилена [1]. Его получают из трех основных источников. Во всем мире большая часть мономера пропилена образуется в процессе парового крекинга с использованием нефти, которая является ценной фракцией сырой нефти. Обычно целевым продуктом крекинга нефти является мономер этилена. Пропилен является побочным продуктом процесса крекинга и производится в различных соотношениях в зависимости от исходного сырья - сырой нефти. Во многих процессах крекинга установка по производству пропилена тесно связана для эффективного сбора пропилена, образующегося при крекинге

нафты. Вторым по величине производством пропилена является процесс переработки бензина [2]. Наконец, совсем недавно для производства пропилена был использован новый процесс, при котором пропан дегидрируется до мономера пропилена.

Плавление полипропилена происходит в определенном диапазоне, поэтому температура плавления определяется путем нахождения самой высокой температуры на диаграмме дифференциальной сканирующей калориметрии. Большинство коммерческих полипропиленов имеют промежуточный уровень кристалличности, который колеблется между 40 и 60%. Идеально изотактический полипропилен имеет температуру плавления 171°C (340F). В зависимости от атактического материала и степени кристалличности коммерческий изотактический полипропилен имеет температуру плавления в диапазоне от 160 до 166°C (320–331F), тогда как синдиотактический полипропилен с кристалличностью 30% имеет температуру плавления 130°C (266F) [3].

Полипропилен - очень универсальный полимер. Существует множество способов повышения механических свойств полипропилена. Наполнители, такие как тальк и карбонат кальция, часто используются с полипропиленом для получения недорогого материала. Большинство армирующих материалов, используемых для полипропилена, полярны по своей природе [7]. Полярные группы в значительной степени влияют на адгезию волокна к матрице. Полипропилен, с другой стороны, неполярен. В отсутствие полярных групп на полипропилене только физические и/или механические силы, такие как трение, влияют на свойства поверхности раздела. Чтобы преодолеть эти проблемы, модифицируется химический состав полипропилена путем присоединения полярных групп к молекулярной цепи, таких как акриловая кислота [4].

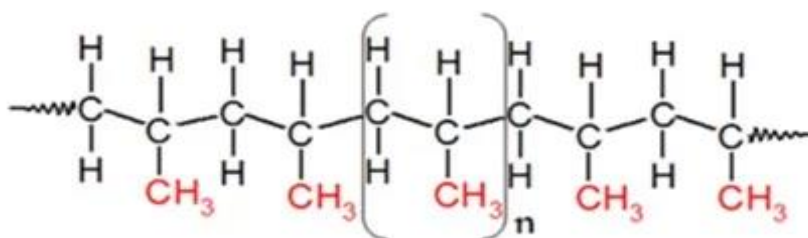


Рисунок 1. Структурное звено полипропилена

Почему именно полипропилен? Полипропилен обладает рядом полезных свойств, таких как высокая температура термической деформации, прозрачность, огнестойкость, стабильность размеров и высокая прочность, которые расширяют его применение. В качестве матричного материала полипропилен широко используется, поскольку обладает некоторыми отличными характеристиками для изготовления композитов [5]. Полипропилен также очень подходит для наполнения, армирования и смешивания. Полипропилен с натуральными волокнистыми полимерами является одним из наиболее перспективных направлений создания композитов из природно–синтетических полимеров.

**ППК** (сокращенный от полипропиленового композита), представляет собой смесь полипропиленовой смолы с добавками, наполнителями и армирующими элементами, повышающими его эксплуатационные характеристики и адаптирующими к конкретным областям применения [6]. Эти добавки могут включать стабилизаторы, красители, антипирены и многое другое. Полученный материал обладает широким спектром свойств, что делает его пригодным для различных промышленных применений. Полипропиленовый композит получают путем смешивания полипропилена с другими материалами, такими как стекловолокно, тальк, слюда, резина и другие полимеры. Эти материалы, называемые «наполнителями», могут улучшить свойства полипропилена, такие как механическая прочность, жесткость, термостойкость, химическая стойкость, стабильность размеров и внешний вид.

Полипропиленовый композит состоит из нескольких ключевых компонентов:

1. Полипропиленовая (ПП) смола. Основным материалом обычно является высококачественный полипропилен, термопластичный полимер, получаемый из газообразного пропилена в процессе полимеризации.

2. Добавки. В состав композита вводятся различные добавки для достижения определенных свойств или характеристик. Обычные добавки включают антиоксиданты, УФ-стабилизаторы, зародышеобразующие агенты и скользящие вещества.

3. Наполнители. Для повышения жесткости, стабильности размеров и термостойкости можно добавлять наполнители, такие как стекловолокно, тальк и карбонат кальция.

4. Армирующие элементы. Для повышения прочности и ударопрочности можно использовать стекловолокно или другие армирующие материалы [7].

ППК находит применение в широком спектре отраслей промышленности благодаря своей универсальности и индивидуальным свойствам. Полипропиленовый композит используется в самых разных областях применения, от автомобильных запчастей до бытовой техники, игрушек и медицинского оборудования. Например, в автомобильной промышленности полипропиленовый композит используется для изготовления автомобильных деталей, таких как кузовные панели, бамперы и сиденья. Добавление стекловолокна в полипропилен повышает прочность на разрыв и жесткость этих деталей, делая их более прочными и ударопрочными. В промышленности бытовой техники полипропиленовый композит используется для изготовления деталей стиральных машин, сушилок, посудомоечных машин и другой бытовой техники. Добавление талька в полипропилен улучшает стабильность размеров и термостойкость, делая их более прочными и устойчивыми к деформации. В медицинской промышленности полипропиленовый композит используется для производства медицинских устройств, таких как шприцы, катетеры и инфузионное оборудование. Добавление других полимеров к полипропилену улучшает совместимость с жидкостями организма и биосовместимость этих устройств [8]. Полипропиленовые композиты используются в упаковочных материалах, таких как контейнеры, крышки и укупорочные средства, благодаря их легкости и химической стойкости.

Предметы домашнего обихода, такие как бытовая техника, игрушки и мебель, выигрывают от простоты формования и долговечности полипропиленовых композитов. ППК используются в трубах, фитингах и изоляционных материалах из-за их химической стойкости и низких требований к техническому обслуживанию. Они используются в электрических соединителях, корпусах и изолирующих компонентах. ППК используются в различных промышленных компонентах и оборудовании из-за их высокой прочности и стойкости к агрессивным средам [9].

Одной из важных тенденций на рынке полипропилена и полипропиленовых композитов является растущий спрос на легкие материалы в различных отраслях промышленности, таких как автомобильная, аэрокосмическая и упаковочная. Использование полипропиленовых композитов в этих отраслях помогает снизить вес конечной продукции, тем самым повышая топливную экономичность и снижая транспортные расходы. Ожидается, что эта тенденция будет стимулировать рост рынка в течение прогнозируемого периода.

Географически рынок полипропилена и полипропиленовых композитов распределен по Северной Америке (НА), Азиатско-Тихоокеанскому региону (АРАС), Европе, Соединенным Штатам Америки (США) и Китаю. Ожидается, что Северная Америка и Европа будут доминировать на рынке благодаря наличию хорошо развитой автомобильной и упаковочной промышленности. Ожидается, что в регионе АРАС, особенно в Китае, произойдет значительный рост рынка благодаря быстрой индустриализации и развитию инфраструктуры [10].

Полипропиленовый композит обладает широким спектром свойств, которые могут быть адаптированы к конкретным требованиям применения. Полипропиленовые (ПП) композиты обладают превосходной текучестью, механическими характеристиками, атмосферостойкостью и химической стойкостью, а также экономичны с учетом финансовых

аспектов, показаны характеристики полипропиленовых композитов с точки зрения противоречивых свойств, а именно жесткости и ударопрочности. Известно, что путем химического соединения эластомеров или неорганических наполнителей с ПП можно получить материал с чрезвычайно широким спектром физических свойств, таких как физические свойства ABS или модифицированного PPO, включая даже физические свойства ПК. Некоторые из ключевых свойств включают:

Маслостойкость относится к стойкости материалов к воздействию масел, таких как синтетические масла. Материал, который устойчив или нечувствителен к маслу, не подвергается никаким повреждениям при кратковременном или длительном контакте с маслом.

Высокая ударопрочность. ППК может быть сконструирован таким образом, чтобы обладать превосходной ударопрочностью, что делает его пригодным для применений, где долговечность имеет решающее значение.

Химическая стойкость. Он устойчив к широкому спектру химических веществ, что делает его пригодным для контейнеров, труб и других применений, где воздействие химических веществ является обычным явлением.

Хорошая электрическая изоляция. Обладает превосходными электроизоляционными свойствами, что делает его пригодным для изготовления электрических и электронных компонентов.

Высокая термостойкость. Благодаря добавлению подходящих добавок и усилителей ППК выдерживает высокие температуры, что делает его идеальным для автомобильных компонентов под капотом.

Отличные характеристики формования. Его легко формовать, что позволяет создавать сложные конструкции.

Пригодность для вторичной переработки. ПП легко перерабатывается, что способствует усилиям по обеспечению устойчивого развития в различных отраслях промышленности [11].

### Заключение

Полипропилен - это недорогой термопластичный полимер, обладающий рядом превосходных свойств. Различные волокна армируются полипропиленом для получения композитов. ППК - это универсальный материал, который произвел революцию во многих отраслях промышленности, предлагая сочетание экономичности, индивидуальных свойств и экологичности. Его широкий спектр применения, от автомобильной промышленности до потребительских товаров и промышленного оборудования, делает его ценным активом в современном производстве. По мере развития технологий мы можем ожидать дальнейших инноваций в рецептурах ППК, расширяющих их охват и полезность в постоянно развивающемся мире материаловедения.

### Список литературы

1. Феррейра Я.А., Коста М, Рейс Р. Статические и усталостные характеристики полипропиленовых композитов, армированных стеклом. Теоретическая и прикладная механика разрушения 2019;31: 67-74.
2. Алкок, Б., Кабрера, НО, Баркула, Н.М., Спозелстра, А.Б., Лоос, Дж., Пейс, Т., "Механические свойства тканых ленточных композитов, полностью состоящих из полипропилена", Композиты: Часть А, 2017; 38 (1): 147-161.
3. Кайя, Н., Такахара, А, Каджияма, Т., «Поведение при усталостном разрушении твердотельного Экструдированного полиэтилена высокой плотности», Polymer Journal 2019; 21: 523-531
4. Ганстер Дж., Финк Н.П. и Пинноу М. Высокопрочные термопласты, армированные искусственным целлюлозным волокном компаунды для литья под давлением с полипропиленом и альтернативными матрицами. Составная часть А 2016; 37: 1796-1804.



5. Цян Ю, Донглян У, Януар Г и Стюарт Б. Композиты из полиэтилена и полипропилена, армированные древесным волокном, с высоким модулем упругости и ударной вязкостью. *J Therm Compos Mater* 2018; 21(3): 195–208.

6. Баркула Н.М., Гархаил С.К. и Пейс Т. Влияние компаундирования и литья под давлением на механические свойства полипропиленовых композитов из льноволокна. *J Армирующие пластовые композиции* 2020; 29(9): 1366–1385.

7. Сушанта К.С., Смита М. и Санджай К.Н. Гибридные композиты из полипропилена, бамбука и стекловолокна изготовление и анализ механических, морфологических, термических и динамических характеристик. *J Reinforcement Plast Compos* 2019; 28(22): 2729-2747.

8. Шубхра Т., Алам А., Гафур М., Шамсуддин С.М., Хан М., Саха М. и др. Характеристика полипропиленовых композитов на основе натуральных волокон растительного и животного происхождения, армированных натуральными волокнами, и их сравнительное исследование. *Fibre Polym*, 2020, 11(5): с.725-731.

9. Мухаммад П., Мохини М.С. Композиты из натуральных волокон, формованные из листового полиолефина, для применения в автомобилестроении. *Macromol Mater Eng* 2015; 288(7): 553-557.

10. Вамбуа П., Ивенс Дж. и Верпоест И. Натуральные волокна: могут ли они заменить стекло в пластмассах, армированных волокнами? *Compos Sci Technol* 2018; 63(9): 1259-1264.

11. Саин М., Лоу С., Сухара Ф. и Буллю А. Модификация поверхности раздела и механические свойства композиционных изделий из натурального волокна и полиолефина. *J Reinforcement Plast Compos* 2015; 24(2): 121–130.

**Ф.Р. Аренова, Р.М. Искаков**

С.Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау, Қазақстан

### **ПОЛИПРОПИЛЕН НЕГІЗІНДЕГІ ПОЛИМЕРЛІ КОМПОЗИТТЕРДІҢ АРТЫҚШЫЛЫҚТАРЫ**

**Андатпа.** Полипропилен (PP) - қазіргі уақытта жаппай пайдалану мен инженерлік қолдану арасындағы өтпелі аймақта орналасқан арзан пластик, негізінен оның шектеулі механикалық қасиеттеріне байланысты, мысалы, төмен созылу беріктігі мен соққыға төзімділігі. Дәл осы себепті полипропилен әдетте оның механикалық және термиялық өнімділігін жақсарту және осылайша инженерлік қолданбаларға қойылатын талаптарды қанағаттандыру үшін қоспалар мен бөлшектермен өзгертіледі. Сонымен қатар, полипропилен композиттері инъекциялық қалыптау сияқты қарапайым, жылдам, Автоматты және жаппай өңдеу үшін қолайлы материалдар болып табылады. Бұл полипропилен композиттерін бірнеше қолдану үшін тартымды етеді. Жақында полипропилен композиттері (PPC) композициялық материалдар өндірісіндегі әмбебаптығына байланысты басты назарда болды. Полипропилен композиттерінің қасиеттері физикалық және химиялық қасиеттердің көптеген мәндерімен анықталады, олардың арасында композиттің мұнай мен майға төзімділігі негізгі көрсеткіш болып табылады. Бұл мақалада біз полипропилен композиттері әлеміне тереңірек үңіліп, олардың құрамын, қасиеттерін, қолдану салалары мен артықшылықтарын зерттейміз.

**Түйінді сөздер:** полипропилен, полимерлі композиттер, композиттерді қолдану, майға төзімділік, мұнайға төзімділік.

**F.R. Arenova, R.M. Iskakov**

«Atyrau University of Oil and Gas named after S.Utebayev», Atyrau, Kazakhstan

### **ADVANTAGES OF POLYMER COMPOSITES BASED ON POLYPROPYLENE**

**Annotation.** Polypropylene (PP) is an inexpensive plastic that is currently in the transition zone between mass use and engineering applications mainly due to its limited mechanical properties such as low

tensile strength and impact resistance. It is for this reason that polypropylene is usually modified with additives and particles to improve its mechanical and thermal characteristics and thus meet the requirements for engineering applications. In addition, polypropylene composites are suitable materials for processing in a simple, fast, automatic and mass-produced way, such as injection molding. This makes polypropylene composites attractive for several applications. Recently, polypropylene composites (PPCs) have been in the spotlight due to their versatility in the production of composite materials. The properties of polypropylene composites are determined by numerous values of physical and chemical properties, among which the key indicator is the oil and oil resistance of the composite. In this article, we will delve into the world of polypropylene composites, exploring their composition, properties, applications and advantages.

**Keywords:** polypropylene, polymer composites, application of composites, oil resistance, oil resistance.

УДК 678.742  
МРНТИ 35.15.01

**Ж.М.Демеуова, М. М.Есиркепова**

Атырауский университет нефти и газа имени С.Утебаева

г. Атырау, 060011, Республика Казахстан

e-mail: [Zh.demeuova@mail.ru](mailto:Zh.demeuova@mail.ru)

## РАЗРАБОТКА БИТУМНЫХ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГИДРОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

**Аннотация.** В статье рассматриваются возможности разработки новых технологий для изменения свойств битумов различных типов с учетом ужесточения требований к качеству битумных материалов с целью производства кровельных материалов для производства воды и грунтов. По результатам проведенного литературного обзора авторы статьи предлагаются наилучшие варианты модифицирования битумных материалов для улучшения гидроизоляционных свойств.

**Ключевые слова:** битумный материал, модификация, вторично использованные битумы, гидроизоляция.

**Введение.** Битумный гидроизоляционный материал - это специальный материал, который используется для защиты строительных конструкций от воздействия влаги и воды. Он представляет собой смесь битума с добавками, которые повышают его гидроотводительные свойства. Битумный гидроизоляционный материал (рис. 1) обладает рядом преимуществ, таких как:

1. Хорошая устойчивость к воздействию воды и влаги, что позволяет предотвратить образование конденсата и коррозию металлических конструкций.
2. Достаточная прочность и износостойкость, что обеспечивает долговечность и надежность защиты от влаги.
3. Хорошее термоизоляционное свойство, что позволяет снизить тепловые потери и улучшить теплоизоляцию зданий.
4. Небольшое весовое и объемное значение, что упрощает транспортировку и укладку материала. Битумный гидроизоляционный материал может применяться в различных сферах строительства, таких как жилищное и промышленное строительство, дорожное хозяйство, гидротехника и другие.



Рисунок 1. Битумный гидроизоляционный материал

Модифицирование битумных материалов - это процесс изменения свойств битумных материалов путем добавления различных добавок или использования новых технологий. Модифицирование может быть направлено на улучшение физико-механических свойств, увеличение устойчивости к воздействию окружающей среды, повышение резистентности к ультрафиолетовому излучению и термическому воздействию, а также на улучшение адгезии к различным поверхностям. Одним из наиболее распространенных способов модификации битумных материалов является добавление полимеров. Полимеры могут быть добавлены в виде жидкого полимерного битума или в виде полимерных волокон. Полимеры улучшают свойства битума, такие как прочность, упругость и устойчивость к различным воздействиям.

Другой способ модификации битумных материалов - использование новых технологий, таких как модифицирование с использованием наночастиц или использование реологически модифицированных битумов. Наночастицы могут улучшить механические свойства битума и повысить его устойчивость к ультрафиолетовому излучению. Реологически модифицированные битумы имеют измененную вязкость, что позволяет им лучше адаптироваться к различным условиям эксплуатации.

Модифицирование битумных материалов позволяет улучшить их свойства и расширить области их применения. Это особенно важно в строительстве и дорожной индустрии, где битумные материалы широко используются для строительства дорог, кровель, гидроизоляции и других конструкций [1,2].

Кровельные материалы (рис. 2) часто под воздействием ветра, солнечных лучей, температурных колебаний, влажности и других сложных условий, теряют свои качества. Поэтому при модификации полимером очень важно обратить внимание на такие свойства, как водостойкость, морозостойкость, стойкость к ультрафиолетовому излучению, термостойкость, прочность для гидроизоляции и с основанием под кровлей [3].



Рисунок 2. Кровельный материал из битума

В работе А.Е. Кемалова были разработаны и исследованы по основным показателям качества кровельных гидроизоляционных рулонных и горячее наливных мастик, а также кровельных грунтовок (праймеров) на их основе [4].

Было обнаружено, что эти кристаллы полностью соответствуют стандартам термостойкости, низкотемпературным пластикам и обычным источникам энергии. И водный стандарт. По светопропусканию и высоте таких конструкций калибр намного больше, чем у обычного метода.

Эффект добавления жидкого масла в горячий раствор смолы в органическом растворе для создания супрамолекулярной структуры системы производства полимерной пленки. Это влияет на качество полученного покрытия и улучшает контактные свойства и прочность битумной пленки. Среди других преимуществ кровли можно выделить увеличение срока службы бетона [4].

Из-за старения кровли ее пластичность уменьшается, материал становится хрупким, что требует замены. Вторичный битум (ВИБ) может быть использован для создания битумных материалов, что решает проблему утилизации ВИБ с экономической точки зрения. СБС-модифицированные битумные материалы с определенными характеристиками все больше используются на практике. Однако их твердая форма представляет существенный недостаток, так как требуется коллоидная мельница для смешивания с битумом, либо смесь получается неоднородной [5-6].

В работе [7] рассмотрены различные подходы модификации дорожных битумов с целью улучшения эксплуатационных свойств дорожного покрытия. Авторы работы предлагают использовать термоэластопласты. Современные тенденции в области дорожного строительства требуют создания термоэластопластов (ТЭП) с уникальными свойствами, сочетающими высокую эластичность, прочность и совместимость с битумами [8,9]. В этом контексте смесевые ТЭП, представляющие собой физические смеси полимеров, привлекают особое внимание.

Смесевые ТЭП обладают несколькими преимуществами:

- Неограниченные возможности варьирования состава: Они позволяют создавать полимерные смеси с индивидуальными свойствами за счет изменения соотношения и природы используемых термопластов и эластомеров.
- Механический способ получения: Смесевые ТЭП получают путем простого смешения компонентов, что упрощает и удешевляет производственный процесс.
- Высокая дисперсность: Смесевые ТЭП имеют структуру с очень мелкими и равномерно распределенными частицами, что обеспечивает отличную совместимость с битумом.

В сравнении с синтетическими ТЭП, полученными путем химической реакции,

смесевые ТЭП обладают большими возможностями модифицирования битумов благодаря следующим причинам:

- Более широкий спектр полимеров: Смесевые ТЭП могут включать различные полимеры, как термопластичные, так и эластомерные, тогда как синтетические ТЭП обычно производятся из ограниченного числа прекурсоров.
- Индивидуальная оптимизация свойств: Смесевые ТЭП позволяют оптимизировать свойства битума для конкретных применений, учитывая требования к эластичности, деформации, прочности и долговечности.
- Сокращение расходов: Смесевые ТЭП часто более экономичны в производстве, чем синтетические ТЭП, поскольку они используют широко доступные полимеры и не требуют сложных химических реакций.

Совместимость смесевых ТЭП с битумом имеет решающее значение для эффективной модификации. Высокая дисперсность смесевых ТЭП приводит к хорошему смачиванию битумом и формированию прочной межфазной связи. Кроме того, можно использовать совместители, такие как поверхностно-активные вещества или полимерные добавки, для дальнейшего улучшения взаимодействия между ТЭП и битумом [10].

Разработка оптимальных смесевых ТЭП с предельной основной цепью и высокой совместимостью с крупнотоннажными битумами остается актуальной задачей. Эти ТЭП имеют потенциал для существенного улучшения механических свойств битума, увеличения срока службы дорожных покрытий и сокращения эксплуатационных расходов.

### Список литературы

1. Хозин В.Г. и др. Модификация нефтяных битумов полимерами: Материалы V Акад. чтений РААСН.- Воронеж, 1999.- С. 508-510.
2. Гохман Л.М. Регулирование процессов структурообразования и свойств дорожных битумов добавками ДСТ: Автореферат дисс.. канд.техн.наук.- М., 1974.- 16с.
3. Омонов Д.У., Маърифова Н.М., Холикова М.А. Методы получения качественного битума и испытания битума в лаборатории // Экономика и социум. 2022. №4-1 (95).
4. Кемалов Р. А., Фаттахов Д. Ф., Кемалов А. Ф. Разработка битумных модифицированных гидроизоляционных материалов // Вестник Казанского технологического университета. 2011. №9.
5. Муллахметов, Н.Р. Перспективы применения органического вяжущего / Н.Р. Муллахметов, Р.А. Кемалов, А.Ф. Кемалов, Р.Н. Костромин // Вестник Казан. технол. ун-та. – 2010. - №7. – С. 216- 218.
6. Хохлова Н.В., Шестаков Н.И., Розина В.Е. Перспективы извлечения битумов из отходов гидроизоляционных материалов // ИВД. 2021. №8 (80).
7. Вольфсон С.И., Хакимуллин Ю.Н., Закирова Л.Ю., Хусаинов А.Д., Вольфсон И.С., Макаров Д.Б., Хозин В.Г. Модификация битумов, как способ повышения их эксплуатационных свойств // Вестник Казанского технологического университета. 2016. №17.
8. Минхаирова А. И., Закирова Л. Ю., Вольфсон И. С., Аюпов Д. А., Мурафа А. В., Хозин В. Г., Хакимуллин Ю. Н. Модификация дорожных битумов смесевыми термоэластопластами // Вестник Казанского технологического университета. 2012. №17.
9. Петрова Г.Н., Румянцева Т.В., Перфилова Д.Н., Бейдер Э.Я., Грязнов В.И. Термоэластопласты – новый класс полимерных материалов // Авиационные материалы и технологии. 2010. №4 (17).
10. Грязнов В.И., Петрова Г.Н., Юрков Г.Ю., Бузник В.М. Смесевые термоэластопласты со специальными свойствами // Авиационные материалы и технологии. 2014. №1 (30).

**Ж.М.Демеуова, М.М.Есіркепова**

С.Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті

### **БИТУМДЫ МОДИФИКАЦИЯЛАНҒАН ГИДРООҚШАУЛАҒЫШ МАТЕРИАЛДАРДЫ ӘЗІРЛЕУ**

**Аннотация.** Мақалада су мен топырақты өндіруге арналған шатыр материалдарын өндіру мақсатында битум материалдарының сапасына қойылатын қатаң талаптарды ескере отырып, әртүрлі типтегі битумдардың қасиеттерін өзгертудің жаңа технологияларын әзірлеу мүмкіндіктері талқыланады. Әдебиеттерді шолу нәтижелері бойынша мақала авторлары гидрооқшаулағыш қасиеттерін жақсарту үшін битум материалдарын өзгертудің ең жақсы нұсқаларын ұсынады.

**Түйінді сөздер:** битум материалы, модификация, қайта өңделген битум, гидрооқшаулағыш.

**Zh.M.Demeuova, M.M.Esirkepova**

Atyrau University of Oil and Gas named after S. Utebaev

### **DEVELOPMENT OF BITUMEN MODIFIED WATERPROOFING MATERIALS**

**Annotation.** The article discusses the possibilities of developing new technologies to change the properties of bitumen of various types, taking into account stricter requirements for the quality of bitumen materials in order to produce roofing materials for the production of water and soils. According to the results of the literature review, the authors of the article propose the best options for modifying bitumen materials to improve waterproofing properties.

**Keywords:** bitumen material, modification, recycled bitumen, waterproofing.

УДК 62-621.4  
МРНТИ 31.21.01

**Р. Мухамбетов**

Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, Атырау, Казахстан

E-mail: r.mukhambetov@icloud.com

### **ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В КАЗАХСТАНЕ**

**Аннотация.** Сжигание попутного нефтяного газа ввиду эксплуатации нефтегазовых месторождений является одним из факторов загрязнения окружающей среды. В данной статье приводятся проблемы и пути решения, которые могут быть применены к месторождениям в Казахстане.

**Ключевые слова:** попутный нефтяной газ, Казахстан, утилизация, нефтяное месторождение, строительство.

#### **Обзор**

В последние годы наблюдается значительное развитие топливно-энергетической базы Республики Казахстан. Этот прогресс связан не только с освоением новых нефтяных и газовых месторождений на суше и в море, но также с устойчивой эксплуатацией уже существующих нефтегазоносных площадей. Однако, с этим развитием неизбежно возникают экологические проблемы, особенно связанные с разработкой нефтегазовых месторождений.

Один из главных источников загрязнения окружающей среды в районах добычи нефти и газа - это выбросы газов и сжигание попутного газа. Сжигание попутного нефтяного газа (НПГ) приводит к значительным выбросам твердых загрязняющих веществ и ухудшению экологической обстановки, особенно в регионах с крупными месторождениями,

такими как Атырауская область.

Попутные нефтяные газы - это смесь газообразных углеводородов, в основном состоящая из пропана и изомеров бутана, которые выделяются в процессе добычи и переработки нефти. Проблема утилизации попутного газа остается нерешенной на протяжении длительного времени, что приводит к загрязнению атмосферы и значительным потерям ценного сырья.

В последние годы в Казахстане были предприняты шаги для снижения объемов сжигаемого попутного газа. Однако, несмотря на усилия компаний, часть ПНГ продолжает сжигаться на факельных установках, что приводит к большим потерям и загрязнению окружающей среды.[1]

Для решения этой проблемы требуется внедрение современных технологий и оборудования, а также значительные финансовые вложения. Помимо этого, необходимо строгое соблюдение экологических стандартов и нормативов.

Таким образом, вопрос утилизации попутного нефтяного газа остается актуальным для нефтегазовой промышленности Казахстана, и требует комплексного подхода для его решения применяемыми в некоторых отраслях, таких как нефтехимическая и энергетическая, а также в промышленности. Такие способы утилизации и использования попутного нефтяного газа требуют комплексного подхода и инвестиций, но при этом могут значительно снизить негативное воздействие на окружающую среду и эффективно использовать ресурсы.

Переработка попутного нефтяного газа становится все более актуальной в связи с ростом добычи нефти и ужесточением экологических норм. В случаях, когда месторождения находятся в значительном удалении от газоперерабатывающих заводов, становится неэффективной транспортировка газа на эти заводы из-за высоких затрат. Поэтому возникает необходимость в разработке альтернативных методов переработки попутного газа непосредственно на месторождениях.

Однако, некоторые причины могут сделать утилизацию попутного газа экономически нецелесообразной. Это может быть связано с необходимостью дополнительной очистки газа перед использованием, высокой стоимостью оборудования и транспортировки, а также с оценкой окупаемости инвестиций.

Большинство потерь попутного газа происходит на мелких и средних месторождениях, которые находятся в удаленных районах. Строительство крупных газоперерабатывающих заводов в таких районах является затратным и неэффективным мероприятием.[2]

#### **Утилизация и использование**

В свете этой ситуации, необходимо искать альтернативные технико-экономические решения для утилизации факельного газа. Это может включать в себя привлечение специализированных управляющих сервисных компаний, которые смогут реализовать проекты по утилизации попутного газа без дополнительных финансовых вложений от нефтедобывающих компаний.

Существует несколько способов утилизации и использования попутного нефтяного газа, которые могут значительно снизить объемы его сжигания на факелах. Это включает в себя закачку газа обратно в пласт для поддержания давления, использование его для энергоснабжения и топлива на нефтяных месторождениях, а также его переработку в сжиженный углеводородный газ (СУГ) или сырье для нефтехимических производств.

Наиболее эффективным и приемлемым методом утилизации попутного нефтяного газа является его переработка на специализированных газоперерабатывающих заводах с получением ценных продуктов, таких как сухой отбензиненный газ (СОГ) и сжиженные углеводородные газы (СУГ), которые могут использоваться в различных отраслях промышленности.

Попутный нефтяной газ, не подвергнутый переработке, может использоваться в различных областях, включая выработку электроэнергии и тепла на теплоэлектростанциях

или для нужд объектов в районе нефтепромысла. Однако для эффективной утилизации газа требуется разработка специализированных методов.

Обратная закачка газа в пласт для поддержания давления при добыче нефти является одним из эффективных методов утилизации попутного газа. Однако это требует квалифицированных специалистов, технической поддержки оборудования и управления процессом. Кроме того, стоимость организации такой системы может сделать добычу нефти экономически нецелесообразной.

Переработка попутного газа до товарного уровня может осуществляться для последующей продажи на экспорт или на местном рынке. Экспорт требует соответствия высоким стандартам качества и транспортировки газа до экспортных магистралей, что связано с дополнительными затратами. Продажа на местном рынке также может столкнуться с трудностями из-за удаленности месторождений от потенциальных потребителей.

Использование попутного газа для производства электроэнергии может быть более привлекательным, поскольку газ не требует глубокой переработки и может использоваться на месте. Постройка электростанции в пределах геологического отвода может снизить расходы на строительство газопроводов. Этот метод также позволяет использовать энергию на месте и реализовывать излишки.

Переработка попутного газа в синтетическое жидкое топливо (СЖТ) является перспективным методом, позволяющим превратить газ в моторное топливо. Этот процесс привлекает внимание крупных нефтегазовых компаний и может быть особенно эффективным в регионах с большими запасами газа.[3]

Несмотря на технические и организационные проблемы, некоторые нефтяные компании уже реализуют программы по утилизации попутного газа. В ближайшие годы ожидается рост спроса на газ, что может стимулировать увеличение мощностей газоперерабатывающих заводов и развитие методов утилизации попутного газа.

### **Итоги**

Проекты по подготовке газа на месторождении Тенгиз, который планирует реализовать проект по постройке газоперерабатывающего завода в следующем цикле: закачка сырого газа в пласт и параллельное строительство ГПЗ. Очищенный газ будет использоваться как для внутрипромысловых нужд, так и экспортироваться другим потребителям. Эти проекты представляют собой значительный шаг в направлении эффективной утилизации нефтяного попутного газа и уменьшения его сжигания на факельных установках, что приведет к улучшению экологической обстановки в регионе. [4]

Однако утилизация попутного газа является сложным процессом, требующим согласования интересов различных сторон и решения ряда технических, организационных и финансовых проблем. Масштабное сжигание попутного газа имеет негативное воздействие на экологию и климат, а также ведет к нецелесообразному расходованию природных ресурсов.

### **Выводы**

Несмотря на эти сложности, некоторые нефтяные компании уже реализуют программы по использованию попутного газа, а государственные органы принимают соответствующие законодательные меры. Важно активизировать инвестиционные проекты в этой области, такие как оснащение промыслов необходимым оборудованием, строительство газосборных сетей и газоперерабатывающих заводов.

Утилизация попутного газа может стать коммерчески выгодной деятельностью, особенно при либерализации цен на газ. Это позволит значительно улучшить ситуацию в этой области и снизить негативное воздействие на окружающую среду.

### **Список литературы**

1. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 13 февраля 2015 года № 10250



2. Какова ситуация на рынке сжиженного газа Казахстана доступный по <https://petrocouncil.kz/kakova-situacziya-na-rynke-szhizhennogo-gaza-kazahstana/>

3. Нетрадиционная утилизация ПНГ Переработка попутного газа в естественные компоненты нефти доступный по <https://magazine.neftegaz.ru/articles/pererabotka/521880-netraditsionnaya-utilizatsiya-png-pererabotka-poputnogo-gaza-v-estestvennye-komponenty-nefti/>

4. О газе и газоснабжении Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года.

**Р.Мухамбетов**

С.Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті

### ҚАЗАҚСТАНДАҒЫ ІЛЕСПЕ МҰНАЙ ГАЗЫН КӘДЕГЕ ЖАРАТУ МӘСЕЛЕЛЕРІ

**Аңдатпа.** Мұнай және газ кен орындарын пайдалану нәтижесінде ілеспе мұнай газының жануы қоршаған ортаны ластаушы факторлардың бірі болып табылады. Бұл мақалада Қазақстандағы кен орындарында қолдануға болатын мәселелер мен шешімдер берілген.

**Түйінді сөздер:** ілеспе мұнай газы, Қазақстан, кәдеге жарату, мұнай кен орны, құрылыс.

**R. Mukhambetov**

Atyrau University of Oil and Gas named after S. Utebaev

### RECYCLING ISSUES OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS IN KAZAKHSTAN

**Abstract.** The combustion of associated petroleum gas due to the exploitation of oil and gas fields is one of the factors of environmental pollution. This article presents problems and solutions that can be applied to fields in Kazakhstan.

**Key words:** associated petroleum gas, Kazakhstan, utilization, oil field, construction.

УДК 62-621.4  
МРНТИ 31.21.01

**Р. Мухамбетов**

Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, Атырау, Казахстан  
E-mail: r.mukhambetov@icloud.com

### АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ ПРОИЗВОДСТВА НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ КОМПЛЕКСЕ

**Аннотация.** Анализ опасных факторов производства является основой для безопасного производства и предотвращения аварийных и кризисных ситуаций, присутствующих на газопромышленном предприятии. В рамках данной статьи предлагаются меры по их предотвращению и устранению.

**Ключевые слова:** газоперерабатывающий завод, анализ опасных технологических факторов, промышленная безопасность.

### Обзор

Опасный производственный фактор - это условие или фактор, присутствие или воздействие которого на работника в определенных условиях может привести к травме или другому серьезному ухудшению его здоровья. Травма, в свою очередь, представляет собой повреждение тканей организма и нарушение его функций под воздействием внешних факторов. Такие травмы обычно возникают в результате несчастного случая на производстве, который может произойти во время выполнения работником своих трудовых обязанностей или руководства ими. [1]

Вредный фактор производства - это условие или фактор, воздействие которого на работника в определенных условиях может привести к заболеванию или снижению его трудоспособности. Заболевания, вызванные воздействием вредных производственных факторов, известны как профессиональные заболевания. На газопромысловом предприятии существует ряд таких факторов, которые могут привести как к травмам, так и к профессиональным заболеваниям. Часто граница между опасными и вредными производственными факторами неочевидна.

В результате воздействия оценке вредных и опасных производственных факторов на персонал планируемых предприятий даже нефтегазового комплекса работников разным могут возникнуть относительно такие последствия, как: несчастный случай, совокупности профессиональное заболевание, рабочего физического обрушения психологическое перенапряжение.

В целях выявления опасных и вредных факторов на производстве и оценки их воздействия на работников с учетом отклонений от установленных стандартов, на предприятиях Шеврон используется метод «Анализа Опасных Технологических факторов». Процесс анализа опасных факторов производства представляет собой ряд организованных и систематических этапов по оценке потенциальных опасных факторов, связанных с производственным процессом. АОФП предоставляет руководителям и работникам механизм для систематического и профилактического рассмотрения объектов технологического процесса с целью подтверждения наличия и эффективности надлежащих систем защит/мер по предупреждению в разрешение вопросов приводящих к возникновению причин и последствий разгерметизации.[2]

### **Анализ Опасных Факторов Производства**

Применяются следующие методики проведения АОФП:

а) проверочный лист;

Проверочный лист может быть использован в качестве методики АОФП только когда это утверждено ведущим специалистом группы технологической безопасности.

б) проверочный лист / «Что Если?»;

Методика «Что если?» / Проверочный лист может быть использована, для менее сложных систем.

в) анализ эксплуатационных характеристик и опасных факторов (АЭХОФ);

АЭХОФ руководствуется стандартом АЭХОФ технической безопасности

г) АЭХОФ совместно с анализом уровня надежности систем защит (АЭХОФ / АУНСЗ);

Условия изменения вероятности рассматриваются только после анализа систем защит (данное не включает факторы избыточного давления), Рационализация независимого уровня защиты (НУЗ), Условия изменения вероятности рассматриваются только после анализа систем защит (данное не включает факторы избыточного давления)

д) «Что Если?» совместно с АУНСЗ;

«Что если?» / АУНСЗ может быть использован для оценки риска по менее сложным системам, по согласованию с ведущим специалистом группы технической безопасности

е) процедурный АОФП.

Процедурный АОФП проводится в ТШО только при наличии одного из нижеследующих условий:

1) происшествия – когда, коренная причина аварийной ситуации в технологическом процессе уровня 2 или 3 действительного последствия или крупного аварийного выброса химических веществ определяется, как относящаяся к процедуре.

2) процедура используется как система защиты АОФП основного производства, и необходима для сведения риска до приемлемого уровня, по определению матрицы приоритетности риска Шеврон

3) процедура используется в качестве системы защиты АОФП для проектов / КЗИ

(Контроль за изменениями), при добавлении нового объекта/оборудования, и необходима для сведения риска до приемлемого уровня, по определению матрицы приоритетности риска Шеврон. [3]

АОФП требует продуманного и комплексного планирования. Планирование АОФП проводится при участии специалистов разных профилей, для обеспечения тщательного выявления и снижения рисков. Планирование включает обеспечение разработки и соблюдения графика АФОП; сбор значимой и актуальной информации по объектам (ИО) и информации по безопасности технологического процесса (ИБТП); набор команды квалифицированных специалистов, где каждый из состава, будет иметь должный уровень компетентности и опыт. Проверочный лист может быть использован в качестве методики АОФП только когда это утверждено ведущим специалистом группы техническая безопасность ТШО.

Состав команды АОФП согласовывается ключевым составом команды и ведущим специалистом группы техническая безопасность Шеврон. Состав команды может меняться на протяжении курса исследования в зависимости от находящихся под рассмотрением систем. Рабочая группа АОФП включает следующий состав:

а) Квалифицированный ведущий АОФП, согласно требованиям Процесса управления рисками ОП Шеврон.

б) Инженер технолог с не менее пяти лет опытом работы на объекте или аналогичных объектах, или 3 лет опыта работы на объекте под исследованием с полным или частичным участием главного инженера технолога объекта.

в) Представитель эксплуатации с не менее 10 лет работы на объекте или аналогичных объектах, или 7 лет работы в эксплуатации объекта под исследованием включая, работу на пульте управления, промысел/двор. Оператор должен иметь предыдущий опыт работы по пуску, останову, эксплуатации в нормальном и аварийном режимах.

г) Инженер по системам безопасности и автоматизации с опытом работы от 5 лет на данном рассматриваемом объекте или подобном объекте (для АОФП / АУНСЗ)

д) Ведущие протокола на английском и русском языке для АОФП, проводимом на двух языках.

е) Многоязычный переводчик(и) должен быть предоставлен для всех АОФП проводимых на более чем одном языке. Руководитель объекта / суперинтендант, менеджеры проекта / инженеры проекта и владельцы КЗИ должны обеспечить наличие переводчика.

Эксперты других предметных областей могут быть назначены на участие в АОФП на полное время или частично, или по усмотрению ведущего АОФП, ключевого состава и ведущего специалиста группы техническая безопасность Шеврон. Такие эксперты должны иметь пять лет опыта работы на рассматриваемых или аналогичных объектах и могут включать.

Само проведение АОФП проходит в 8 шагов:

1) Выбор участка

Разбивка схем трубопроводов и КИП (или иные схемы, необходимые для анализа) на участки, Рассмотрение в порядке очереди всех под-участков, Вспомогательные системы и энергоресурсы рассматриваются как заключительный этап

2) Описание участка

Ведущий привлекает специалиста-эксперта, чтобы он описал работу выбранного технологического участка, Участники задают вопросы для уточнения

3) Применение отклонения

Основные отклонения:

Нет потока	Понижение температуры	Загрязнение
Увеличение потока	Повышение давления	Пуск/Останов
Уменьшение потока	Понижение давления	Течь/Разрыв
Обратный поток	Повышение уровня	Человеческий фактор
Неправильное направление	Понижение уровня	Разное

потока		
Повышение температуры	Неверная концентрация	
Дополнительные отклонения :		
Нет реакции персональной	Неправильная реакция	Нарушение требований
Уменьшение взаимодействия	Нет перемешивания	Сброс
Увеличение взаимодействия в режиме	Уменьшение перемешивания	Работа в аномальном
Коррозия/Эрозия оборудования коммуникаций	Увеличение перемешивания	Неисправность
Месторасположение оборуд. материал	Происшествие/Внешнее событие	Неправильный
4) Выявление причин возникновения отклонения		
Необходимо определить конечные последствия, Рассмотреть наихудший сценарий,		
Предположить отсутствие средств защиты		
5) Определение последствий		
Необходимо определить конечные последствия, Рассмотреть наихудший сценарий,		
Предположить отсутствие средств защиты		
6) Список средств безопасности		
Технические/Инженерные: ППК, КИП и тд., Административные: тех-обслуживание, инструкции/процедуры, обучение		
7) Определение уровня риска		
Оценка тяжести последствий без учёта средств защиты от 1 до 6		
Оценка вероятности от 1 до 6		
Общая оценка степени риска от 1 до 10		
Степень от 1 до 5 – рекомендации по снижению риска		
Степень 6 – допустимый, рекомендации по управлению риском		
Степень риска 7-10 – управление риском		
8) Разработка рекомендаций		
Предложить меры, чтобы предотвратить или смягчить последствия для наиболее опасных сценариев (уровень риска от 1 до 5)		
Не предлагать рекомендаций, которые не могут быть выполнены или нечетко сформулированы		
Не создавать дилемм и не писать инструкции.[4]		

### Заключение

После проведения анализа разрабатываются рекомендации по реализации программы управления рисками (по шкале от 1 до 10):

1) Должное определение, проектирование, закуп и установка мер снижения риска, занимает определенный период времени. В таких случаях, важно, чтобы план снижения риска содержал практически осуществимый график принятия мер по снижению риска, и, чтобы было обеспечено следование графику. Если план по снижению риска требует проведения капитального ремонта для выполнения мер, то данное условие необходимо четко обозначить в плане снижения риска.

2) Для рекомендаций, по которым уровень риска был обозначен в пределах 5-10, Руководитель объекта может назначить УРО для рассмотрения и утверждения планов по снижению рисков по рекомендациям и их закрытия.

3) По мерам снижения риска, требующих период времени более пяти лет, проводится тщательная проверка и утверждается подписью спонсора процесса управления рисками ОП Шеврон, при документальном согласовании Менеджером отдела Технической Безопасности Шеврон.

4) Основание или обоснование долгосрочного графика по сведению риска к минимуму, включается в План Снижения Риска.

5) Запланированные действия по снижению риска должны быть документально оформлены в Форме закрытия рекомендации по оценке риска, с указанием конкретных действий, необходимых для краткосрочного снижения риска. Следует уделить особое внимание при назначении даты выполнения рекомендации для обеспечения своевременного завершения рекомендации и мероприятий по проверке и подтверждению (V&V).

Процесс ревалидации:

а) Контрольное подтверждение результатов АОФП по действующим объектам, проводится, как минимум, каждые пять (5) лет, как указывается в процессе управления рисками ОП Шеврон.

б) Качественная проверка АОФП подлежащего ревалидации должна быть завершена не позднее чем за три месяца до проведения сессии по ревалидации АОФП с использованием листа проверки качества АОФП для обеспечения надлежащего планирования в случае, если АОФП был проведен не качественно требуется его повторное проведение.

Представляется очевидным обязательность проведения таких процедур качественного анализа опасностей для особо опасных и технически сложных объектов, для которых не всегда могут быть установлены четкие нормы проектирования.

### Список литературы

1. Правила промышленной безопасности для нефтехимического, нефтеперерабатывающего секторов, резервуарного парка нефти и топливозаправочной станции. Утверждены Приказом Министра по инвестициям и развитию РК № 342 от 30.11.2014

2. Правила промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой промышленности. Утверждены Приказом Министра по инвестициям и развитию РК #355 от 30.11.2014

3. Файнбург Г.З. О рисках запутаться в рисках при выявлении, оценке и управлении ими // Безопасность и охрана труда. 2019. №1 (78). С. 9-24.

4. SP-07. Process Hazard Analysis. Chevron Texaco Overseas Petroleum

**Р.Мухамбетов**

С.Утебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті

### ГАЗ ӨНДЕУ КӘСІПШІЛІГІНДЕ ӨНДІРІСТІҢ ҚАУІПТІ ФАКТОРЛАРЫН ТАЛДАУ

**Аңдатпа.** Газ кәсіпшілігі кәсіпорнындағы қауіпті технологиялық факторларды талдау қауіпсіз өндіріс үшін апаттық және дағдарыстық жағдайлардың алдын алу үшін негіз болып табылады. Осы мақалада олардың алдын алу және жою жөніндегі шаралар ұсынылады.

**Түйінді сөздер:** газ өндеу зауыты, қауіпті технологиялық факторларды талдау, өнеркәсіптік қауіпсіздік.

**R. Mukhambetov**

Atyrau University of Oil and Gas named after S. Utebaev,

### ANALYSIS OF PRODUCTION HAZARDS IN THE GAS PROCESSING PLANT

**Abstract.** Process hazard analysis is the basis for safe production and prevention of emergency and crisis cases, at the gas processing plant. The following article describes proposed measures to prevent and eliminate them.

**Key words:** process hazard analysis, gas processing plant, industrial safety.

УДК 66.022  
 МРНТИ 61.51.13

**Т.В. Искаков**

Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, Атырау, Казахстан  
 E-mail: [iskakovchem@mail.ru](mailto:iskakovchem@mail.ru)

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ СЫРОЙ НЕФТИ К ПЕРЕРАБОТКЕ

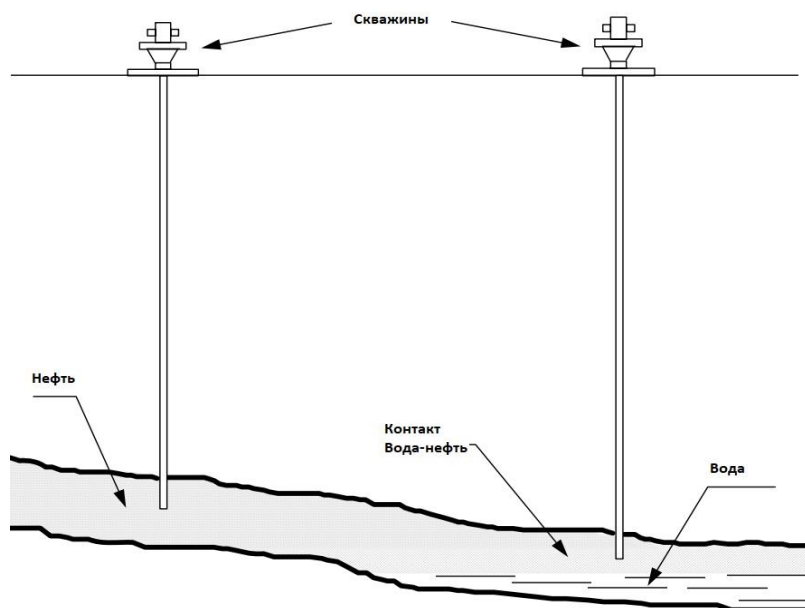
**Аннотация.** Статья ознакомит с исследованиями по типам эмульсий, подбору химических реагентов для их разрушения, процессов подготовки сырой нефти к переработке.

**Ключевые слова:** эмульсия, деойлинг, деэмульгатор, ботл-тест.

Важнейшей задачей любого нефтедобывающего предприятия является отделение воды и других посторонних материалов от добываемой нефти. Разрушение этих "водонефтяных эмульсий" представляет собой одну из наиболее сложных проблем современной нефтедобывающей промышленности.

В процессе эксплуатации нефтяной или газовой скважины наступает момент, когда вода начинает выделяться в неприемлемых количествах. Эта вода сосуществует с углеводородами в пласте и постепенно проникает в углеводородосодержащую область пласта. В конечном итоге вода становится частью продукции скважин независимо от метода добычи.

На рис. 1 в упрощенном виде показано, как может добываться вода.



На начальном этапе эксплуатации месторождения некоторые скважины, пробуренные вблизи уровня водонефтяного контакта, начинают давать воду. Другие скважины, пробуренные выше по пласту, будут давать чистую нефть. В дальнейшем, по мере истощения запасов нефти в пласте и увеличения воды вверх по пласту, уровень водонефтяного контакта повышается, пока скважины, расположенные выше по пласту, не начнут давать воду. В некоторых случаях удается исключить часть или большую часть воды, закупорив нижнюю часть ствола скважины цементом и перфорацией интервала выше по пласту. Это может, по крайней мере, на некоторое время отсрочить на некоторое время.

Нефть, выходящая с добывающего предприятия, должна соответствовать требованиям по низкому содержанию воды. Слишком высокое содержание пластовой воды в экспортируемой нефти сильно снижает возможности перекачки и других видов транспорта, производительность. Даже небольшой процент эмульгированной воды в сырой нефти

увеличивает стоимость перекачки из-за большего объема и более высокой вязкости нефти. Кроме того, высокая соленость воды приводит к коррозии и образованию накипи в последующих операциях. Поэтому необходимо удалить воду и сопутствующие соли из нефти.

Выделение несмешивающихся нефти и воды через устьевые дроссели и клапаны, а также одновременное воздействие сдвига и снижения давления часто приводит к образованию устойчивых смесей "вода - нефть".

Относительная стабильность этих смесей зависит от многих факторов, таких как обводненность, характер присутствующих солей, вязкость присутствующих солей, вязкости нефти и, в частности, наличия в нефти собственных поверхностно-активных веществ.

Часть воды не смешивается с нефтью, образуя стабильную смесь. Эта "свободная вода" легко отделяется от нефти. Чаще всего условия добычи таковы, что образуется стабильная смесь. Такая смесь называется эмульсией и должна пройти специальную обработку, прежде чем произойдет разделение. разделения.

### **Факторы, влияющие на стабильность эмульсий**

#### 1) Вязкость

Вязкость жидкости можно рассматривать как ее сопротивление течению: чем выше вязкость, тем больше сопротивление жидкости течению. И наоборот, чем ниже вязкость, тем легче жидкость течет. Часто, если жидкость с высокой вязкостью нагреть, вязкость уменьшается, и жидкость течет свободнее. жидкость течет свободнее. Таким образом, нагрев сырой нефти с высокой вязкостью снижает ее вязкость и облегчает ее течение.

Нефти с высокой вязкостью требуется больше времени, чтобы капли воды скоалесцировали и осели, чем нефти с низкой вязкостью. Это происходит потому, что капли воды не могут так быстро перемещаться по нефти с высокой вязкостью, чем через нефть с низкой вязкостью. Пример: «Наблюдая за медленной скоростью, с которой пузырьки воздуха поднимаются в сиропе, обладающем высокой вязкостью, по сравнению с быстрой скоростью, с которой они поднимаются в воде, имеющей низкую вязкость. Пузырьки воздуха поднимаются, в то время как капли воды в масле оседают, но эффект один и тот же».

#### 2) Удельный вес

Удельный вес жидкого вещества — это вес данного количества жидкости при данной температуре по сравнению с весом равного объема воды при той же температуре.

Разница в удельном весе между нефтью и водой влияет на стабильность эмульсии. Чем больше разница, тем быстрее оседает вода. Например, в водно-нефтяной эмульсии тяжелая нефть дольше удерживает капли воды во взвешенном состоянии, чем нефть с низким удельным весом. капли воды во взвешенном состоянии дольше, чем нефть с низким удельным весом.

С другой стороны, из более легкой воды, например пресной, нефть оседает не так быстро, как из соленой, поскольку соленая вода тяжелее.. Тот факт, что более тяжелые жидкости или предметы не остаются во взвешенном состоянии в жидкости так долго, как более легкие жидкости или предметы, можно проиллюстрировать, опустив в жидкость стальной роликовый подшипник и резиновый карандашный ластик одинакового размера и формы в высокий стакан с водой. Стальной подшипник, который значительно тяжелее, сразу опускается на дно, а более легкий резиновый ластик тонет медленнее.

Нагревание эмульсии увеличивает разницу в удельном весе между нефтью и водой. (уменьшая удельный вес нефти), а также снижает вязкость.

#### 3) Процентное содержание воды

Фактором, который в определенной степени влияет на склонность нефти и воды к эмульгированию, является относительное соотношение добываемой нефти и воды. Лабораторные испытания, проведенные для определения влияния концентрации нефти и воды в эмульсиях, показывают, что эмульгирование происходит в широком диапазоне смесей и что максимальная эмульгируемость достигается при определенном соотношении воды и нефти.

Небольшой процент воды в нефти часто эмульгирует гораздо тщательнее и надолго. Фактически, во многих скважинах, где добывается небольшое количество воды, образуются плотные эмульсии, которые почти полностью исчезают, если процентное содержание воды увеличивается до определенного предела. В целом, серьезность проблемы эмульсии обычно уменьшается, когда количество воды, добываемой скважиной, приближается к количеству добываемой нефти или превышает его.

#### 4) Общее количество растворенных твердых веществ

Общее количество растворенных твердых веществ (TDS) или соленость воды также влияют на скорость оседания: чем тяжелее вода, тем быстрее происходит осаждение. Соленость также влияет на распределение деэмульгатора или поверхностно-активного вещества, поскольку рассол с высоким TDS может оставаться прозрачным, а относительно пресная вода может стать мутной при использовании деэмульгаторов. Эмульсии пресной воды обычно труднее поддаются обработке.

#### 5) Возраст эмульсии

Эмульсии сырой нефти представляют собой системы, не находящиеся в стабильном равновесии. Согласно законам термодинамики, такие системы постоянно изменяются в попытке достичь равновесия. В результате стабильность эмульсий увеличивается с возрастом, что в целом повышает их устойчивость к дегидратации. Со временем эмульгаторы могут мигрировать к дисперсным каплям воды и полностью покрывать их и полностью покрывать эти капли. Затем твердые частицы (парафин, глина и т.д.) могут покрыть эмульгированные капли воды. Для обработки стабилизированных возрастом эмульсий может потребоваться гораздо более высокая скорость подачи химикатов или даже другая.

### **Подбор химических реагентов – Ботл-тест**

Ботл-тест проводится для того, чтобы помочь в выборе деэмульгатора, который наиболее эффективно разрушит эмульсию из данной скважины, участка или месторождения. Результаты ботл-теста также могут быть использованы для определения соотношения обрабатывающего состава и эмульсии, которое необходимо для получения пригодной для продажи нефти. Существует несколько основных правил, которые необходимо соблюдать при проведении правильного и информативного анализа Ботл-теста.

Образец, используемый для испытания, должен быть без химикатов и представлять собой эмульсию подлежащей обработке.

Образец должен быть как можно более свежим, поскольку быстрое старение некоторых эмульсий влияет на их восприимчивость к обработке.

Необходимо как можно точнее смоделировать те же условия перемешивания, нагрева, дозировки и времени хранения, что и на промысле. В ходе обследования системы следует также отметить все недавние изменения в месторождении, химикатах, ремонтных работах и т.д.

Ботт-тест выполняется в трех отдельных функциях: Тест соотношения, Тест устранения и Подтверждающий тест. Их краткое описание приведено ниже.

#### 1) Тест на соотношение

Тест на соотношение является первой функцией ботл-теста. Обычно состав, используемый для эмульсии дозируется на разных уровнях, чтобы определить правильную дозировку для разделения. Общее правило заключается в том, чтобы дозировать состав на три уровня ниже и на три уровня выше существующей нормы. Тест на соотношение позволяет избежать потери времени при проведении теста на элиминацию из-за слишком низкой дозировки или слишком высокой дозировки.

#### 2) Элиминационный тест

Второй функцией ботл-теста является Элиминационный тест. После определения параметров теста основная часть испытаний проводится в ходе теста на ликвидацию. Вместо того чтобы дозировать одно соединение в нескольких соотношениях, дозируется много соединений в одном и том же соотношении. Иногда многие соединения дозируются в



нескольких соотношениях. Используемое соотношение будет основано на результатов теста на соотношение.

3) Испытание на повторное эмульгирование

После получения проб повторно смешайте разделенные эмульсии лучших химических кандидатов, чтобы определить, какие из них не подвергаются повторному эмульгированию.

4) Подтверждающий тест

Подтверждающий тест является последней функцией ботл-теста. Подтверждающий тест - это не что иное, как тест на соотношение с лучшими соединениями, определенными в ходе Элиминационного теста. Необходимо использовать несколько соотношений ниже и несколько соотношений выше дозы, дающей пригодное для дальнейшего использования нефти. Результаты подтверждающего теста должны:

- Определить наилучший состав, обеспечивающий разделение данной эмульсии.
- Указать оптимальную и диапазонную дозировку.

**Список литературы.**

1. А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов Нефтепромысловая химия Практическое руководство. – Владивосток, 2011. – с.190-192.

**Т.В. Искаков**

КеАҚ «Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті», Атырау, Қазақстан

**МҰНАЙДЫ ӨНДЕУ ҮШІН ДАЙЫНДАУ ПРОЦЕСТЕРІН ЗЕРТТЕУ**

**Аннотация.** Мақалада эмульсиялардың түрлері, оларды жою үшін химиялық реагенттерді таңдау және шикі мұнайды өндеуге дайындау процестері бойынша зерттеулер енгізіледі.

**Негізгі сөздер:** эмульсия, майсыздандыру, деэмульгатор, бөтелке сынағы.

**T.V. Iskakov**

Atyrau University of Oil and Gas named after. S. Utebaeva, Atyrau, Kazakhstan

**RESEARCH OF THE PROCESSES OF PREPARATION OF CRUDE OIL FOR PROCESSING**

**Annotation.** The article will introduce research on the types of emulsions, the selection of chemical reagents for their destruction, and the processes of preparing crude oil for refining.

**Key words:** emulsion, deoiling, demulsifier, bottle test.

УДК 678-86

МРНТИ 61.59.37

**А.М.Махамбетова, А.И.Әбілхайыров, А.С.Қалауова, Л.Б.Сакипова**

«Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КЕАҚ, Атырау, Қазақстан

[m.aynur22@aogu.edu.kz](mailto:m.aynur22@aogu.edu.kz), [a.abilkhairov@aogu.edu.kz](mailto:a.abilkhairov@aogu.edu.kz), [a.kalauova@aogu.edu.kz](mailto:a.kalauova@aogu.edu.kz),

[l.sakipova@aogu.edu.kz](mailto:l.sakipova@aogu.edu.kz)

**ПОЛИМЕРЛІ КОМПОЗИЦИЯЛЫҚ МАТЕРИАЛДАР АЛУ ӘДІСТЕРІ**

**Аңдатпа.** Мақалада полимерлі композиттерді жасау үшін толтырғыштарды қолдану, дисперсті толтырғыштардың қасиеттері, кейбір пластификаторлардың полимерлердің қасиеттеріне әсері және үйлесімдік шектері, полимерлі қоспалар, газ толтырылған полимерлі композиттерді алу әдістері мен қасиеттері қарастырылған.

**Түйін сөздер:** полимерлі композиттер, дисперсті толтырғыштар, пластификаторлар, полимерлі қоспалар, газ толтырылған полимерлі композиттер

### 1.1. Полимерлі композиттерді жасау үшін толтырғыштарды қолдану

Заманауи технологияның дамуы беріктігі, серпімділігі және басқа қасиеттері бойынша дәстүрлі материалдардан жоғары жаңа құрылымдық материалдарды қажет етеді. Болашағы бар полимерлі материалдар (пластиктер, эластомерлер, талшықтар) арасында ең алдымен толтырылған материалдар бар. Құрылымдық полимерлі материалдар қазіргі заманғы машина жасауда көбірек қолданылады және олар жаңа технологияның үнемі өсіп келе жатқан талаптарына басқа ешбір материал сәйкес келмейтін жағдайларда қолданылады. Қазіргі уақытта полимерлер мен олардың негізіндегі материалдар темірбетон, металл және ағаш сияқты негізгі құрылымдық материалдарды айтарлықтай ығыстырды. Полимерлі материалдардың мүмкіндіктері полимерлер мен толтырғыштардың алуан түрлілігіне, олардың негізінде Композиттердің сарқылмас өзгергіштігіне және оларды өзгерту әдістеріне байланысты өте кең [1]. Қатты толтырғыштар минералды, органикалық, керамикалық және металл болуы мүмкін. Формадағы бұл ұсақ дисперсті ұнтақтар мен талшықты материалдар болуы мүмкін. Ұзын талшықтармен немесе талшықты тоқыма материалдарымен толтырылған полимерлі композиттер арматураланған пластмасса деп аталады.

Шығу тегі минералды ұсақ дисперсті толтырғыштар ең көп таралған: тальк, бор, каолин, слюда, асбест, ақ күйе, металл оксидтері [2,3,4]. Техникалық көміртегі (күйе) композиттерді, әсіресе эластомерлерді жасау үшін кеңінен қолданылады. Кейбір жағдайларда полимерлерді толтыру үшін органикалық толтырғыштар қолданылады: лигнин, ағаш ұны және т.б. Арнайы қасиеттері бар, атап айтқанда жылу және электр өткізгіштігі жоғары материалдарды алу үшін полимерлер металл ұнтақтарымен толтырылады.

Толтырғыштарға бірқатар жалпы, сондай-ақ арнайы талаптар қойылады, олардың сәйкестігі полимерлі композиттерге қажетті қасиеттер беруге мүмкіндік береді. Жалпы талаптарға полимер материалының жоғары ылғалдануы, төмен құны, химиялық және термиялық төзімділігі, полимерде жақсы дисперстілігі, улы еместігі жатады [3].

Арнайы талаптар толтырғыштың көмегімен шешілетін міндеттермен анықталады: ыстыққа төзімділікті, электр өткізгіштігін арттыру, жанбайтын материалдарды жасау, өнімділікті арттыру, материал тығыздығын азайту және т.б. Кейбір дисперсті толтырғыштардың қасиеттері 1-кестеде келтірілген.

1- Кесте. Дисперсті толтырғыштардың қасиеттері

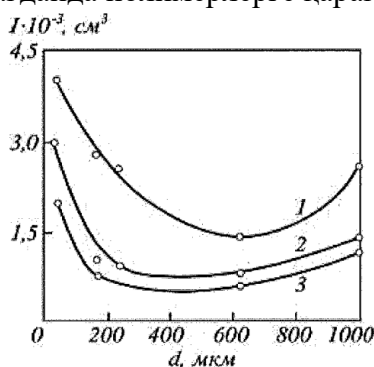
Атауы	Тығыздық, г/см <sup>3</sup>	Моос бойынша қаттылығы	Температура, °С	
			Балқу	Жұмсару
Каолин	2,6	1	-	1000
Тальк	2,8	1	1500	-
Слюда	2,8	2,5-3,5	-	1290
Бор	2,6-2,9	3	-	920
Ақ күйе	2,2	-	1200	-
Асбест	2,7	-	1550	-
Гипс	2,3	2	-	550
Техникалық көміртегі(күйе)	1,8	3	-	-

Ұнтақты толтырғыштардың бөлшектерінің өлшемдері бірнеше нанометрден ондаған және жүздеген микронға дейін болады. Бөлшектердің мөлшері мен пішіні, олардың фракциялық құрамы өндіріс технологиясына және композиттер мен олардан жасалған бұйымдардың қасиеттеріне әсер етеді. Анықтамалықта [3] толтырғыш бөлшектерінің

мөлшері ұлғайған кезде полиэтиленнің тозуға төзімділігі қалай өзгертіндігі көрсетілген (1-сурет). Дисперсті толтырғыштар полимерлердің тұтқырлығын және өңдеу температурасын жоғарылатады, технологиялық шөгуді азайтады, дайын өнімнің өлшемдік тұрақтылығын арттырады, материалдың серпімділік модулін арттырады. Композиттерге толтырғыштарды енгізу арқылы ыстыққа төзімділікті арттыруға, жанғыштығын азайтуға, қаттылық пен беріктікке өзгертуге және материалдың басқа қасиеттеріне әсер етуге болады.

Монографияда [4] полипропиленді толтырғыштың құрамына тәуелді иілу кезінде серпімділік модулінің өзгеруі туралы баяндайды. Берілген мәліметтерден әр түрлі толтырғыштар бастапқы полимердің қаттылығына әр түрлі әсер ететіндігі көрінеді. Олардың құрамының жоғарылауымен серпімділік модулі артады, бұл толтырғыш бөлшектер мен полимер макромолекулалары арасында пайда болатын байланыстардың салдарынан макромолекулалардың икемділігінің төмендеуінің салдары болып табылады.

Толтырғыштар материалдардың технологиялық, физика-механикалық, термофизикалық және басқа қасиеттеріне әсер етіп қана қоймайды, сонымен қатар олардың құнын төмендетеді, өйткені олар көп жағдайда полимерлерге қарағанда арзанырақ.



1-Сурет. Полиэтилен негізіндегі композициялардың тозуының (I) оның көлемдік құрамындағы толтырғыштың (темір ұнтағы) бөлшектерінің өлшеміне тәуелділігі: 1 - 5 %; 2 - 10 %; 3 - 20 %

Толтырылған полимерлі композиттердің қасиеттері полимер матрицасының, дисперсті толтырғыштың және олардың бөліну шекарасындағы өзара әрекеттесуінің сипаттамаларымен анықталады. Осы өзара әрекеттесу нәтижесінде шекаралық қабаттағы макромолекулалар мен олардың сегменттерінің қозғалғыштығы төмендейді, бұл шынылану мен ағу температурасының жоғарылауына әкеледі.

Полимерлі композициядағы толтырғыштардың мөлшері оны өңдеу мүмкіндігі тұрғысынан да оңтайлы болуы керек, өйткені оның жоғарылауымен материалдың тұтқырлығы артады, сонымен қатар оның пайдалану сипаттамаларына әсер етеді. Толтырғыштың құрамы оңтайлы деңгейден жоғары болған кезде композиттің көптеген қасиеттері нашарлайды. Ол әдетте массасы бойынша 50%-дан аспайды.

Монографияда [4] дисперсті шыны талшықпен толтырылған кезде әртүрлі термопластардың беріктігі қалай өзгертіндігі көрсетеді. Жоғарыда келтірілген мәліметтерден полимерлер үшін толтырғыштың шекті мөлшері бар екенін көруге болады, оның асып кетуі композиттің беріктік қасиеттерінің төмендеуіне әкеледі.

## 1.2. Пластификаторлардың полимерлердің қасиеттеріне әсері

Пластификаторлар полимерлердің құрылымы мен қасиеттеріне айтарлықтай әсер етеді [2, 5, 6]. Пластификаторлар – полимерлердің серпімділігі мен икемділігін арттыратын төмен молекулалы заттар. Пластификаторлар полимерлердің құрылымы мен қасиеттеріне айтарлықтай әсер етеді. Олардың көмегімен аязға төзімділік пен сынғыштықты, қаттылық пен өңдеуді, полимерлердің жылу, электрофизикалық және басқа қасиеттерін тікелей өзгертуге болады.

Араластыру пайда болатын температура өнімнің пайдалану температурасынан асып

кететіндіктен, жұмыс жағдайында термодинамикалық үйлесімді қоспаны алу үшін пластификатордың мөлшері шекті рұқсат етілгеннен жоғары болған кезде біртекті композицияны алу қаупі бар. Пайдалану жағдайында артық пластификатор өнімнен ағып кетеді және физикалық тұрақтылығын жоғалтуына байланысты оның физикалық және механикалық қасиеттерін нашарлатады.

Ткр пайдалану температурасынан жоғары болған жағдайда, қоспаның қабатқа бөліну және пластификатордың терлеуі туралы алаңдаудың қажеті жоқ, өйткені бұл температурада екі зат та шексіз үйлесімді.

2-Кестеде 20 °С температурада анықталған кейбір полимерлер мен пластификаторлардың үйлесімділік шектері берілген.

Кейде пластификатор ретінде жоғары молекулалық қосылыстар қолданылады. Мұндай полимерлік қоспалар екі фазалы құрылымға ие болғанымен, олар пайдалану температурасының барлық диапазонында біртекті болып қалады. Жоғары молекулалы пластификаторлардың тиімділігі, әдетте, төмен молекулалы қосылыстарға қарағанда төмен, бірақ кейбір жағдайларда қажетті техникалық мәселелерді шешуге мүмкіндік береді (аязға төзімділікті, серпімділікті және т.б. арттыру).

2-Кесте. Пластификаторлардың полимерлермен үйлесімділік шектері

Пластификатор (масс. бөлігі полимердің 100 масс. бөлігіне)	Полимерлер							
	ПВХ	ПВА	ПС	ПА	НПС	ЭС	ПУ	ФФС
Дибутилфталат	100	100	100	25	20	25	25	-
Бутилбензилфталат	100	100	100	25	20	25	25	-
Диизодециладипинат	50	1	25	25	1	1	15	-
Трифенилфосфат	20	80	20	10	10	10	10	50
Трикрезилфосфат	100	40	15	25	20	25	25	-
Эпоксидтендірілген соя майы	100	1	-	-	-	-	-	-

### 1.3. Полимерлі қоспалар

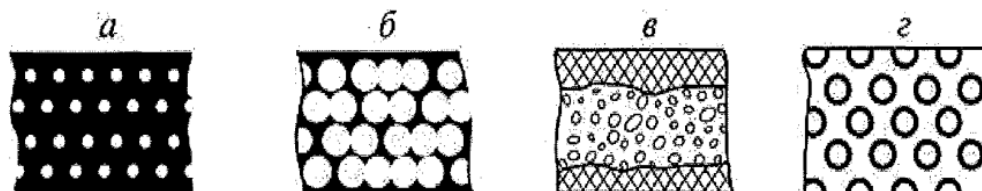
Полимерлі композиттерді алудың маңызды әдістерінің бірі-металл қорытпалары қалай жасалатыны сияқты қасиеттердің қажетті тіркесімі бар композицияны алуға болатын кезде полимерлерді араластыру. Араластыру үшін полимерлерді дұрыс таңдау пайдаланылған компоненттердің ешқайсысында жоқ қасиеттері бар материалды алуға мүмкіндік беретіні ерекше маңызды. Композицияға кіретін полимерлер бір фазалы құрылымды құрауы міндетті емес, яғни, өзара ериді. Заттардың өзара еруі кезінде жүйенің энтропиясы айтарлықтай артады, өйткені бұл төмен молекулалық салмақты заттар еріген кезде болады. Полимерлерді араластыру кезінде, әдетте, жүйенің энтропиясы аздап өзгереді, кейде азаяды. Бұл кезде жүйенің энтальпиясы артады, өйткені полимерлерді араластыру процесі жылуды сіңірумен жүреді. Жүйенің маңызды термодинамикалық сипаттамаларының - энтальпия мен энтропияның мұндай өзгеруі полимерлердің өзара еруіне жол бермейді, яғни оларды үйлесімсіз етеді. Іс жүзінде термодинамикалық тұрғыдан сәйкес келмейтін полимерлер өте жиі араласады, сондықтан екі фазалы немесе көп фазалы құрылымды құрайды. Мұндай көп фазалы құрылымды құру қажетті қасиеттері бар полимерлі материалдарды жобалауға мүмкіндік береді [7, 8, 9, 10].

### 1.4. Газ толтырылған полимерлі композиттер

Бірегей композициялық материалдар полимер матрицасында газ тәрізді фазаны дисперсиялау арқылы жасалады. Мұндай материалдарға газ толтырылған пластмассалар мен резеңкелер жатады [11, 12, 13, 7],

Газ толтырылған полимерлер көбік пластмассалар, пенопласт, интегралдық және

синтактік көбік болып бөлінеді. Олардың құрылымы 2-суретте көрсетілген. Көбік пластмассаларында газ ұяшықтары бір-бірімен байланыспайды, яғни материал жабық кеуекті құрылымға ие (2-сурет, а). Кеуекті пластмассалар ашық кеуекті құрылымға ие (2-сурет, б), олардың ұяшықтары бір-бірімен байланысады. Бұл бөлу өте шартты, өйткені нақты газбен толтырылған полимерлерде байланысатын және жабық ұяшықтар әрқашан болады. Интегралды көбіктерде материалдың сыртқы қабаты монолитті, ал ішкі қабаты ұяшық құрылымға ие (2-сурет, в). Синтактикалық көбіктер ерекше орын алады (2-сурет, г).



2-Сурет. Құрамында газ бар полимерлер құрылымдарының түрлері: а-жабық кеуекті; б ~ ашық кеуекті; в-интегралды; г - синтактикалық көбік

Олар жабық кеуекті құрылымға ие, бірақ жасушалар өнімді қалыптау процесінде бөлінетін газбен полимерді көбіктендіру арқылы емес, пішіні мен өлшемдерін сақтай отырып, сұйық полимер құрамымен араласатын ұсақ қуыс шарларды (шыны немесе полимер) қолдану арқылы жасалады. Араластыру кезінде полимер негізі тұтқырлығы төмен болуы керек, ал араластырғаннан кейін дисперсті жүйенің бөлінуіне жол бермей қатуы керек. Газ толтырылған полимерлерді алу әдістері 3-кестеде көрсетілген.

3- Кесте. Газ толтырылған полимерлерді алу әдістері

Көбіктену технологиясы	Заттың атауы	Қолдану саласы
1. Газды сұйық полимерлі композициямен механикалық араластыру, содан кейін оны қыздыру кезінде қатайту	Ауа	Олигомерлерден көбіктелген латекстерді, реактопластар және термопласттарды өндіру
2. Сұйық полимерлі композициядағы газды қысыммен еріту, содан кейін қысымды төмендету кезінде қатайту	Көмірқышқыл газы	Пластификацияланған поливинилхлоридтен құйылған бұйымдар өндірісі
3. Полимерлі құрамдағы сұйықтықты диспергирлеу және оны полимердің қатаюымен бір мезгілде буландыру	Жеңіл қайнайтын сұйықтықтар	Ацетилцеллюлозадан көбікті пластиктер өндіру
4. Екі немесе одан да көп компоненттерді араластыру, содан кейін көбік жүйесін қатайту	Поликонденсацияның химиялық реакциясы кезінде пайда болатын газдар	Көбікті полиуретан өндірісі
5. Кеуек түзгішті полимерлі композициямен араластыру, газдар бөлінетін кеуек түзгіштің ыдырауымен қыздыру	Арнайы заттардың ыдырауы кезінде бөлінетін газдар	Пенопласт пен кеуекті резеңкелерді өндіру
6. Сұйық композицияны қуыс микросфералармен араластыру, содан кейін оны қатайту	Қуыс микросфералар	Синтактикалық көбік өндірісі

Сонымен, композиттерге толтырғыштарды енгізу кезінде ыстыққа төзімділікті жоғарлатуға, жанғыштықты азайтуға, қаттылық пен беріктігін өзгертуге және т.б. басқа қасиеттеріне әсер етуге болады, ал пластификаторлар полимерлердің құрылымы мен қасиеттеріне айтарлықтай әсер етеді. Олар – полимерлердің серпімділігі мен икемділігін арттыратын төмен молекулалы заттар. Олар композиттердің аязға төзімділігін арттырады, сынғыштықты төмендетеді, қаттылық пен өңдеуді, полимерлердің жылу, электрофизикалық және басқа қасиеттерін өзгертеді. Полимер матрицасында газ тәрізді фазаны дисперсиялау арқылы, газ толтырылған пластмассалар мен резеңкелер жасалады.

### Әдебиет

1. Vohlidal J. Polymer degradation: a short review // Chemistry Teacher International. – 2020. – V. 3 – No2. – P. 213-220.
2. Берлин А.А., Вольфсон С. А., Ошмян В. Г. Принципы создания композиционных полимерных материалов. М.: Химия, 1990. 238 с.
3. Наполнители для полимерных композиционных материалов: справочное пособие / пер. с англ.; под ред. П.Г. Бабаевского. М.: Химия, 1981. 736 с.
4. Полимерные смеси: в 2 т. / под ред. Д. Пола и С. Ньюмена. М.: Мир, 1981. Т. 1 - 550 с.; т. 2 - 453 с.
5. Михайлин Ю.А. Связующие для полимерных композиционных материалов//Пластические массы. 2002. №2. С. 24-29.
6. Кулезнев В.Н., Шершнева В. А. Химия и физика полимеров: учеб, пособие. М.: Колос, 2007. 367 с.
7. Справочник по композиционным материалам / пер. с англ. ; под ред. Дж. Любина. М.: Машиностроение. 1988. 402 с.
8. Промышленные полимерные композиционные материалы / пер, с англ. ; под ред. П.Г, Бабаевского. - М.: Химия, 1986. 472 с.
9. Тарнопольский Ю.М. Пространственно-армированные композиционные материалы: справочник. М.: Машиностроение, 1987. 223 с.
10. Соколова М.Д. Эластомерные наноккомпозиты уплотнительного назначения для экстремальных условий эксплуатации в зонах с холодным климатом: дис. .... д-р. техн. наук. Комсомольск-на-Амуре, 2012. 284 с.
11. Берлин А.А. Развитие науки о композиционных материалах// Композитный мир. 2006. №1 С. 33-34.
12. Халиулин В.И., Шалаев И.И. Технология производства композитных изделий: учеб, пособие. Казань: Изд-во Казан, гос. техн. ун-та, 2004. 332 с,
13. Батаев А.А. Композиционные материалы: строение, получение, применение: учеб, пособие. Новосибирск: Изд. НГТУ, 2002. 384 с.

**Махамбетова А.М., Әбілхайыров А.И., Қалауова А.С., Сакипова Л.Б.**

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Атырау, Казахстан

### СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

**Аннотация.** В статье рассмотрены применение наполнителей для изготовления полимерных композитов, свойства дисперсных наполнителей, влияние некоторых пластификаторов на свойства полимеров и пределы совместимости, полимерные добавки, методы и свойства получения газонаполненных полимерных композитов.

**Ключевые слова:** полимерные композиты, дисперсные наполнители, пластификаторы, полимерные добавки, газонаполненные полимерные композиты.

**A.Makhambetova, A.Abylkhairov, A.Kalauova, L.Sakipova**  
NJSC «Atyrau University of Oil and Gas named after S. Utebayev»

### **METHODS OF OBTAINING POLYMER COMPOSITE MATERIALS**

**Abstract.** The article discusses the use of fillers for the manufacture of polymer composites, the properties of dispersed fillers, the effect of some plasticizers on the properties of polymers and compatibility limits, polymer additives, methods and properties of obtaining gas-filled polymer composites.

**Keywords:** polymer composites, dispersed fillers, plasticizers, polymer additives, gas-filled polymer composites.

## ГЛАВА 3. ЭКОНОМИКА И СОЦИАЛЬНО-ГУМАНИТАРНЫЕ НАУКИ

МРНТИ 06.81.55

**Ж.Кумаров**

КеАҚ «Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті», Атырау, Қазақстан

### **МҰНАЙ-ГАЗ САЛАСЫНДАҒЫ СЕРВИСТІК ҚЫЗМЕТТІ ДАМУ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ: ЖАЙ-КҮЙІ, ҮРДІСТЕРІ МЕН ПРОБЛЕМАЛАРЫ**

**Андатпа.** Мақала мұнай-газ кешеніндегі қызметтерді дамытудың ерекшеліктері мен тенденцияларын зерттеуге арналған. Зерттеу барысында әртүрлі әдістер, соның ішінде ашық көздерден алынған ақпаратты талдау және статистикалық талдау қолданылды. Мұнай-газ кешеніндегі қызметтерді дамытудың негізгі тенденциялары мен проблемалары анықталып, осы саладағы сервистік қызметті жетілдіру бойынша ұсыныстар тұжырымдалды.

**Негізгі сөздер:** мұнай-газ саласы, қызметтер, талдау.

Мұнай сервистік компаниялары ұнғымаларды бұрғылаудан бастап жобаларды басқаруға дейінгі әртүрлі бағыттар бойынша мұнай – газ өндіруші кәсіпорындарға қызмет көрсетеді, сондай-ақ жаңа технологияларды әзірлейді, құралдар мен жабдықтармен айналысады. Екі мыңыншы жылдардың басында бұл сала ең жылдам дамып келе жатқан және болашағы зор салалардың бірі болды.

Тұтастай алғанда, мұнай сервисі саласының алдағы 5 жылға арналған перспективалары оң бағаға ие, бірақ оның өсуіне әсер ететін бірқатар факторлар бар. Mordor Intelligence-тің соңғы есебіне сәйкес, мұнай қызметтерінің жаһандық нарығы 2022 және 2027 жылдар аралығында орта есеппен 5,13% өседі деп күтілуде. Бұл өсім мұнай мен газға деген сұраныстың артуына, қолданыстағы мұнай-газ инфрақұрылымын қолдау және жаңғырту қажеттілігіне, сондай-ақ шалғай және қиын жерлерде жаңа мұнай және газ кен орындарын игеруге байланысты болады.

Мұнай-газ саласындағы сервистік қызметті дамытудың осы салаға тән жай-күйімен, үрдістерімен және проблемаларымен айқындалатын өзіндік ерекшеліктері бар. Оларды толығырақ қарастырайық.

Мұнай-газ саласындағы сервистік қызметтің жай-күйі негізінен әлемдік экономикадағы өзгерістерге және халықаралық энергия ресурстары нарықтарындағы жағдайға байланысты. Мұнай-газ саласы әлемдік экономиканың негізгі салаларының бірі болып табылады және оның дамуы тұрақты сын-қатерлер мен өзгерістермен ұштасады. Мысалы, мұнай мен газдың бағасы айтарлықтай өзгеруі мүмкін, бұл мұнай-газ компанияларының бюджеттеріне және олардың сервистік қызметті дамытуға инвестициялау мүмкіндіктеріне әсер етеді.

Мұнай-газ саласындағы сервистік қызметті дамыту үрдістерінің бірі жабдықтар мен технологиялардың тиімділігі мен сенімділігіне қойылатын талаптарды арттыру болып табылады. Қазіргі заманғы мұнай-газ компаниялары өнімділікті арттыру және пайдалану мен техникалық қызмет көрсету шығындарын азайту үшін озық технологиялар мен жабдықтарды пайдалануға тырысады. Осыған байланысты жабдыққа қызмет көрсету және жөндеу қызметтерін ұсынатын сервистік компаниялар жоғары біліктілікке ие болуы және соңғы технологиялық әзірлемелерден хабардар болуы тиіс.

Алдағы 5 жылдағы мұнай сервисі саласының болашағы екіұшты. Бір жағынан, саланың өсуіне ықпал ететін бірқатар факторлар бар, соның ішінде:

- ✓ Әлемдік экономика өсіп келе жатқандықтан, мұнай мен газға деген сұраныстың артуы.
- ✓ Қазіргі мұнай-газ инфрақұрылымын қолдау және жаңғырту қажеттілігі.



✓ Мұнай мен газдың шалғай және қиын жерлерде жаңа кен орындарын игеру.

Екінші жағынан, мұнай сервисі саласының өсуіне әсер етуі мүмкін бірқатар мәселелер бар, соның ішінде:

Күн және жел энергиясы сияқты таза энергия көздеріне көшу.

Мұнай мен газдың қымбаттауы мұнай-газ компанияларына жаңа жобаларға инвестиция салуды қиындатуы мүмкін.

Мұнай мен газға сұраныстың төмендеуіне әкелуі мүмкін экономикалық құлдырау әлеуеті.

Мұнай-газ саласындағы сервистік компаниялардың алдында тұрған мәселелердің бірі экологиялық қауіпсіздіктің барған сайын жоғары стандарттарын қанағаттандыру қажеттілігі болып табылады. Климаттық өзгерістер мен орнықты даму проблемаларына назар аударудың артуына байланысты Мұнай-газ компаниялары мен олардың сервистік саладағы серіктестері қоршаған ортаға теріс әсерді азайту үшін шаралар қабылдауы керек. Бұл қосымша инвестицияларды және сервистік компаниялардың жұмысын өзгертуді қажет етуі мүмкін.

Мұнай-газ саласындағы сервистік компаниялардың алдында тұрған тағы бір мәселе - бәсекелестіктің өсуі. Жаһандану және халықаралық нарықтардың кеңеюі жағдайында мұнай-газ компаниялары мен сервистік провайдерлер тапсырыстар мен келісімшарттар үшін бәсекелеседі. Табысты бәсекелесу үшін сервистік компаниялар жоғары сапалы қызмет көрсетуді ұсынуы, тұтынушылардың талаптарындағы өзгерістерге бейімделуі және саладағы өзгерістерге жылдам жауап беру икемділігіне ие болуы керек.

Бүгінгі таңда Қазақстан қайраң кен орындарын өндіру және пайдалану саласында шектеулі техникалық тәжірибеге ие. Тәжірибедегі бұл олқылық шет елдердің сервистік компаниялары үшін, атап айтқанда АҚШ үшін бұрғылау жұмыстары, қосалқы инфрақұрылым және экологиялық сезімтал технологиялар саласында көптеген мүмкіндіктер ашады. Каспий бассейнінің мұнай қабаттары әдетте тереңе орналасады, айтарлықтай қысымға ие және көбінесе күкірт пен басқа да ластаушы заттардың жоғары дәрежесін қамтиды, бұл американдық технологиялық жетілдірілген бұрғылау және қайта өңдеу жабдықтарын қажет етеді.

Ең перспективалы кіші салаларға мыналар жатады: мұнай мен газды бұрғылауға және өндіруге арналған теңіз/жер үсті жабдықтары; құбыр көлігіне арналған турбиналар, компрессорлар мен сорғылар; клапандар; құбырларға арналған өлшеу және бақылау-технологиялық жабдықтар; мұнай өңдеу, газ өңдеу және мұнай-химия кәсіпорындарының өнеркәсіптік автоматтандыру, бақылау және мониторинг жүйелері; сейсмикалық өңдеу және интерпретация; мұнай бағдарламалық жасақтамасын әзірлеу қамтамасыз ету; күкіртті жою және кәдеге жарату технологиялары; ұнғымаларды ынталандыру және кен орындарын жою жөніндегі қызметтер; су астындағы жөндеу жабдықтары және мұнай төгілуін оқшаулауға арналған жабдықтар. Сондай-ақ, ілеспе қызметтерді ұсынуда айтарлықтай мүмкіндіктер бар.

Жалпы, мұнай-газ саласында сервистік қызметті дамыту білім мен дағдыларды үнемі жаңартып отыруды, сондай-ақ өзін-өзі үнемі жетілдіруге дайындықты талап етеді. Тек осындай сервистік компаниялар ғана өзгермелі жағдайларға сәтті бейімделе алады және мұнай-газ компанияларының қажеттіліктеріне тиімді қызмет көрсете алады.

Мұнай мен газға сұраныстың жаһандық құлдырауынан туындаған проблемаларға қарамастан, Қазақстанда мұнай өндірумен, өндеумен және тасымалдаумен байланысты барлық кіші секторларда американдық компаниялар үшін мүмкіндіктер жалғасуда. Ең жақсы перспективаларға бұрғылау, зерттеу және деректерді басқару, зертханалық зерттеулер, мұнай төгілуін тазарту технологиялары, құбыр жабдықтары мен қызметтері кіреді. Мұнай-газ саласында қолданылатын жабдықтардың шамамен 80% импортталады, оның көп бөлігі Ресей мен Қытайда өндіріледі.

Президент Қасым-Жомарт Тоқаев отандық бизнес өкілдерімен кездесу барысында нақты индустрияландыруды қамтамасыз етуге тағы да назар аударды.

Ол "экономиканың өсуі мен әртараптандырылуының маңызды қозғаушы күші мұнай сервисі саласы болуы тиіс" деп атап өтті. Тоқаев бүгінде Теңіз, Қашаған және Қарашығанақ

жобалары бойынша жобалау (инжиниринг) шет елдерде жүргізіліп жатқанын еске салды. Бұл Теңіз кен орнын болашақта кеңейту жобасына да қатысты. Жобалық шешімдерге импорттық материалдар мен жабдықтар салынады, бұл отандық өндірушілердің мұнай-газ жобаларын іске асыруға қолжетімділігін жабады.

"Ірі жобаларда (Теңіз, Қашаған, Қарашығанақ) пайдаланылатын тауарлардағы жергілікті қамту 5%-ға жетпейді. Үкімет жергілікті инженерлер мен компанияларды міндетті түрде тарта отырып, жобалық дизайн-кеңселерді Қазақстанға көшіруге қол жеткізуі тиіс. Мұнда бөлек атап өткім келеді: біз шетелдік серіктестер алдындағы келісімшарттық міндеттемелерді бұзу туралы айта алмаймыз. Біз алдағы уақытта да ірі шетелдік компаниялармен бірлесіп жұмыс істейтін боламыз", - деді Тоқаев.

Сондай-ақ, оның айтуынша, отандық мұнай сервистік компанияларды қаржылық қолдау мәселесін шешу қажет. Мұнда Қазақстандық кәсіпорындарға мұнай-газ корпорацияларымен қол қойылған келісімшарттар бойынша банктік қаржыландыруды ұсыну жөнінде пәрменді шаралар қабылдау қажет.

"Қаржы реттеушілері осы мәселе бойынша шешім қабылдауы қажет. Болашақ кеңейту жобасының аяқталуына байланысты теңізде мұнай сервисі саласының ондаған мың қызметкері босатылады. Қатар мен Сауд Арабиясы қазақ мамандарын жұмысқа орналастыру үшін әлеуетті перспективалы елдер болып табылады. Әлеуметтік мәселені шешумен қатар, біздің компанияларды халықаралық мұнай-газ жобалары шеңберінде қолдау және ілгерілету айтарлықтай валюталық түсімдер әкелуі мүмкін. Үкіметке отандық мұнай сервистік компанияларды шетелде ілгерілету жөнінде кешенді шаралар қабылдауды тапсырамын", - деді президент салалық бизнес пен қауымдастықтардың әлеуетін барынша пайдалануды тапсырып.

Бұл мәселенің жоғары деңгейде көтерілуі мұнай сервистік компаниялардың қазақстандық мазмұны өседі деген үміт береді. (3)

### Список литературы

1. О.А. Гаврилова, Т.Н. Никулина и др. Стратегический анализ конкурентных позиций нефтегазовых компаний Казахстана. Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия Экономика, 2017 г.С. 79-84

2. Михальчук В. Обзор нефтесервисного рынка Казахстана в 2020 году. Petroleum, №3(129), 2021. Электронный ресурс <https://ism.kz/kazahstanskij-nefteservis-vyvodyat-za-rubezh> (дата обращения: 26.02.2024)

3. Казахстан должен развивать свой собственный нефтесервис. Электронный ресурс: <https://www.rogtectmagazine.com/%D0%BA%D0%B0%D0%B7%D0%B0%D1%85%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD-%D0%B4%D0%BE%D0%BB%D0%B6%D0%B5%D0%BD-%D1%80%D0%B0%D0%B7%D0%B2%D0%B8%D0%B2%D0%B0%D1%82%D1%8C-%D1%81%D0%B2%D0%BE%D0%B9-%D1%81%D0%BE%D0%B1%D1%81/?lang=ru> (дата обращения: 26.02.2024)

**Ж. Кумаров**

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Атырау, Казахстан

### ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ СЕРВИСНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СФЕРЕ НЕФТИ И ГАЗА: СОСТОЯНИЕ, ТЕНДЕНЦИИ И ПРОБЛЕМЫ

**Аннотация.** Статья посвящена исследованию особенностей и тенденций развития сервисных услуг в нефтегазовом комплексе. В исследовании применялись различные методы, включая анализ информации из открытых источников, статистический анализ. Были выявлены основные тенденции и проблемы развития сервисных услуг в нефтегазовом комплексе, а также сформулированы рекомендации для улучшения сервисной деятельности в данной отрасли.

**Ключевые слова:** нефтегазовая отрасль, сервисные услуги, анализ.

**Zh. Kumarov**

NJSC «Atyrau University of Oil and Gas named after S. Utebaeva», Atyrau, Kazakhstan

## **FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF SERVICE ACTIVITIES IN THE FIELD OF OIL AND GAS: STATUS, TRENDS AND PROBLEMS**

**Annotation.** The article is devoted to the study of the features and trends in the development of services in the oil and gas complex. The study used various methods, including analysis of information from open sources and statistical analysis. The main trends and problems in the development of services in the oil and gas complex were identified, and recommendations were formulated for improving service activities in this industry.

**Key words:** oil and gas industry, services, analysis.

МРНТИ 06.71.63

**Г.Т. Алдамжарова**

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Атырау, Казахстан

## **СОВРЕМЕННОЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ГОСУДАРСТВА: СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА**

**Аннотация.** Активное взаимодействие государства и бизнеса является залогом успешного роста современной экономики. Данное взаимодействие позволяет акторам с обеих сторон снизить риски и неопределенности, сформировать предпосылки для развития на взаимовыгодных условиях. Так, для бизнеса такое партнерство означает повышение предсказуемости и надежности предпринимательской деятельности, а для государства — увеличение доходов бюджета, создание новых рабочих мест, поддержку со стороны предпринимательского сообщества в ходе выборов всех .

**Ключевые слова:** нефтегазовая отрасль, государство, взаимодействие, анализ.

Топливо-энергетический комплекс является основой современной мировой экономики. Без преувеличения можно сказать, что без нефтегазовой отрасли и продуктов ее деятельности мы не можем представить современный мир и быт. Примерно 60% всемирного потребления источников энергии приходится на газ и нефть.

Нефтегазовая промышленность - это взаимосвязанный процесс от добычи сырья из недр земли до его очистки с использованием сложных технологичных производственных систем и производства продукции. Именно минеральные ресурсы составляют лидирующую позицию экспорта Казахстана, что обусловлено интеграцией продуктов нефтегазового комплекса практически во все отрасли и сферы жизнедеятельности каждого государства.

Нефтегазовая отрасль на протяжении 30 лет независимости занимает важнейшую роль в экономике Казахстана.

Только в 2022 году нефтегазовый сектор выплатил в Национальный фонд, республиканский и местные бюджеты суммарно почти 9 трлн тенге. А это бюджет трех ключевых направлений: социальная помощь и социальное обеспечение, здравоохранение и образование!

В целом, за всё время в Национальный фонд поступило более 200 млрд долл. США нефтяных налогов, что позволило реинвестировать средства в другие отрасли экономики, развивать инфраструктуру и обеспечивать поддержку социальных обязательств страны.

Государственное регулирование нефтегазовой сферы экономики заключается в реализации стратегии экономического развития путем использования инструментов

экономической политики с целью обеспечения стабильного социально-экономического развития регионов и национальной безопасности в целом.

Следует отметить, что нефтегазовые доходы составляют существенную долю бюджета Казахстана. Экспорт и добыча энергоресурсов играют основополагающую роль в казахстанской экономике. Эффективность государственного регулирования может быть достигнута путем применения новых рычагов воздействия, основанных на жестком административном лицензировании нефтегазовой деятельности, непрерывном государственном контроле за освоением ресурсов, а также изменении принципов системы налогообложения.

Главным принципом налогообложения в Казахстане должно стать взимание налога с прибыли, а не с выручки - как это происходит в настоящее время [2]. Такой подход будет способствовать разработке новых месторождений, где отсутствует инфраструктура для добычи энергоресурсов, и наработанных месторождений, где необходимо использование сложных технологий для поддержания добычи на современном уровне.

Принцип государственной собственности на недра – основополагающий принцип, который определяет подходы государственного управления недрами. В зависимости от формы применения указанного принципа все государства можно разделить на следующие группы: – в первой группе стран право собственности на недра является государственным, что признано и закреплено законом (Аргентина, Бразилия, Мексика, Перу, Чили, Казахстан, Россия и др.);

– во второй право государственной собственности на недра распространяется на земельные участки, находящиеся в государственной собственности. К примеру, в Соединенных Штатах владельцам частных земель принадлежат также и полезные ископаемые на этой земле, если, конечно, эти земли не являются федеральными землями. Тем не менее в большинстве случаев в Соединенных Штатах разработка месторождений ведется на государственных землях, которые принадлежат государству. Даже в случаях с частным владением требуется разрешение правительства, чтобы обеспечить соблюдение других законов, например, в отношении окружающей среды, здравоохранения, техники безопасности и т. д. Подобный подход в закреплении принципа собственности на недра применяют Франция, Германия, Япония, Великобритания, Канада и др.

Правовой основой функционирования нефтегазовой промышленности в Норвегии является Закон о нефтяной деятельности. В нем установлено, что «Норвежское государство имеет права собственности на подводные нефтяные месторождения и исключительное право на управление полезными ресурсами», «никто иной, кроме Государства, не может осуществлять нефтяную деятельность без лицензий». Как уже отмечалось, деятельность нефтегазового сектора находится под полным руководством и контролем государства. Уже при учреждении «Статойл» в 1972 г. Стортинг принял решение о 50%-ном участии государства в каждом месторождении, предоставляемом той или иной компании. В дальнейшем доля государства стала определяться в основном в зависимости от запасов месторождения и рентабельности его разработки. Государство участвует в нефтегазовом секторе следующим образом:

- как собственник в рамках государственных компаний: в «Статойл» государственный пакет акций составляет 69,5%, при возможности приватизации государство сохраняет контроль; «Петоро» и «Гасско» — на 100% государственные компании;
- как акционер частных компаний: посредством учреждения специального финансового механизма («Стэдифин») государство участвует в проектах и получает долю в доходах компаний; в течение последних 10 лет доходы от прямого участия государства в нефтегазовой деятельности примерно на 10% превышали налоги и сборы.

С экономической точки зрения Прямой государственный финансовый интерес (далее – ПГФИ) означает возможность непосредственного участия государства в процессах управления нефтегазовыми проектами: государство инвестирует средства и получает от каждого проекта соответствующую часть валового дохода, которая направляется в

государственный бюджет. На доходы от ПГФИ приходится порядка 40% всех нефтегазовых доходов государства (См. Рис 1) [4].

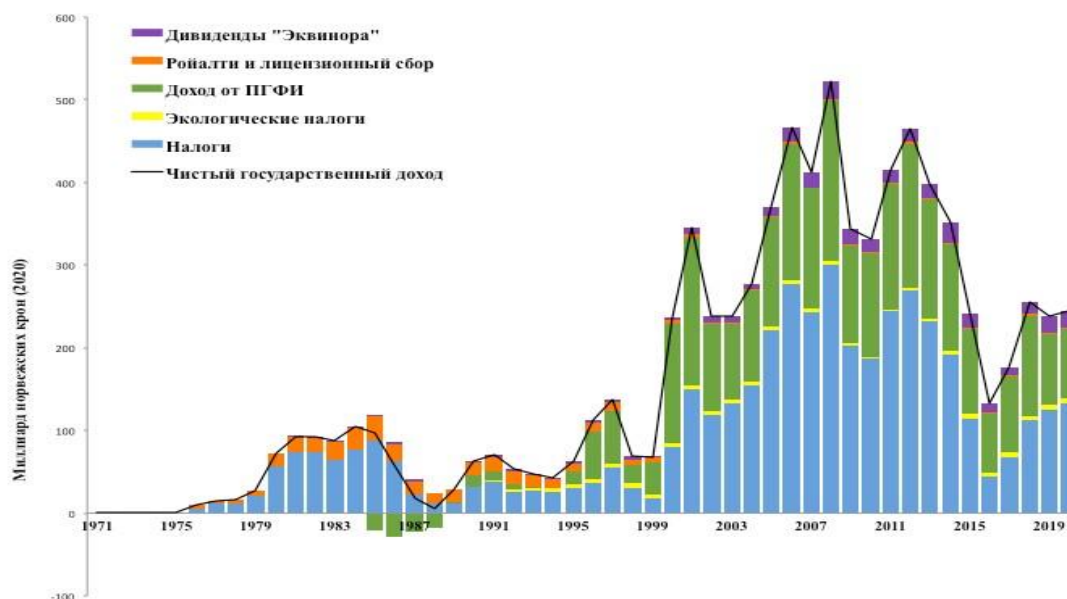


Рисунок 1. Доходы Норвегии от нефтегазовой деятельности в период с 1975 г. по 2020 г. [4]

Сектор также регулируется правовой и налоговой системами, лицензионным механизмом. Частичная приватизация «Статойл» была следствием вхождения страны в Европейское экономическое пространство и необходимостью в связи с этим учитывать директивы Евросоюза. Население Норвегии сохраняет приверженность политике социального государства, выступает против приватизации, дерегулирования и либерализации нефтегазового сектора страны. Активную позицию в этом вопросе занимают профсоюзы. Государственная собственность в Норвегии отличается высокой эффективностью, она рассматривается как важнейшее условие сохранения контроля над стратегическим сектором экономики. Освоение нефтегазовых ресурсов норвежского континентального шельфа исторически проводилось с привлечением иностранных компаний, в настоящее время на шельфе работают около 30 таких компаний. Деятельность этих компаний всегда должна была отвечать норвежской нефтегазовой политике, целям и задачам, определяемым парламентом и правительством.

Анализируя систему взаимодействия государства и нефтегазовых предприятий можно сказать, с моей точки зрения, что наиболее эффективной и правильной является канадская модель. Как известно, сейчас в Казахстане очень много месторождений с низким дебитом скважин, геолого-разведочные работы ведутся очень незначительно. Поэтому государство должно разработать такие механизмы. Чтобы было выгодно повышать нефтеотдачу, использовать инновации в нефтегазодобыче и геологоразведке. Например, в налоговой системе Канады существуют разные возможности эффективного поощрения геологоразведочных работ: перенос основного налогового бремени на стадию эксплуатации месторождения, в том числе постоянные налоговые льготы (величина налоговой ставки может изменяться) для горных компаний; временные налоговые скидки; предоставление налоговых льгот инвесторам, финансирующим геологоразведочные работы. В стране действует гибкая система налогообложения недропользования: регулируются ставки налогов, предоставляются «налоговые каникулы», применяется система скидок. Роялти изменяются в пределах 1–30 % и зависят от цен на нефть, дебита скважин, качества нефти,

типа месторождений, уровня издержек на добычу и транспорт, времени открытия месторождений (до 1972 г., после 1972 г., после 1 октября 1992 г.). Такой механизм поощряет поиск и разведку новых месторождений и площадей, системно повышает эффективность нефтедобычи. Налоговая нагрузка нефтедобычи в стране относительно высока. Налог на прибыль составляет 40,8–45,8 %, в том числе федеральный – 28 %, отчисления в провинциальный бюджет – 12,6–17,8 %. Совокупная доля государства в доходах от добычи нефти по экспертным оценкам составляет 45–52 % [5].

Также гибкая налоговая политика является главным инструментом государственного регулирования нефтяного бизнеса и в США. Налоговая нагрузка существенно меняется в зависимости от многих факторов – условий добычи, местного законодательства и т. п. Особенность американского недропользования состоит в том, что собственник участка земли является и собственником полезных ископаемых, которые находятся в его недрах. Собственник участка платит налог на собственность, исходя из стоимости участка с учетом стоимости запасов полезных ископаемых. Этот налог стимулирует более полное изъятие топлива из недр вместо экстенсивного расширения территорий, на которых ведется нефтедобыча [6]. Однако в США значительная часть нефтегазовых ресурсов залегает на суше в пределах земель, находящихся или в собственности федерального правительства, или в собственности индейских племен, а также на шельфе. Одна треть объемов природного газа и более одной пятой объемов нефти, добываемой в США, извлекается с таких территорий [6]. Процессами освоения этих минеральных ресурсов руководит Служба управления полезными ископаемыми. Эта организация предоставляет права на разведку и разработку нефтегазовых ресурсов в пределах данных участков частным компаниям; в свою очередь, нефтегазовые компании платят федеральному правительству за аренду, а также роялти с добываемых на этих участках нефти и газа. Для континентальных месторождений роялти составляет 1/8, а для шельфа – 1/6 добытых углеводородов [6]. Эти доходы составляют одну из крупнейших частей налоговых поступлений бюджета федерального правительства. Налоговый сектор США не обходится без государственного субсидирования. Можно выделить четыре основные формы федеральных энергетических субсидий: прямые целевые государственные выплаты производителям или потребителям энергетических ресурсов непосредственно из федерального бюджета; энергетические налоговые льготы, позволяющие снизить объем текущих налоговых отчислений юридических и физических лиц; энергетические акцизные сборы в целевые траст-фонды для обеспечения выполнения дополнительных работ в энергетическом секторе, в основном связанных с охраной окружающей среды и обеспечением производственной безопасности; финансирование энергетических научных исследований и опытно-конструкторских разработок [6]. Полученные доходы от продажи нефти и газа вкладываются американскими компаниями в образование резервных фондов, выплату дивидендов и выкуп акций, а также в создание инфраструктуры для использования возобновляемых источников энергии. Преимущество американского нефтяного сектора по сравнению со многими другими странами заключается в том, что нефтяники в США вкладывают очень много средств в новые технологии и внедряют инновационные разработки в производство. Благодаря этому часто удается сократить расходы на производство.

Еще одна современная форма взаимодействия государства и бизнеса — концессия и аренда, которые также могут послужить инструментом для инициирования инвестиций и инноваций. Титульным собственником нефти и, следовательно, большей части доходов от ее реализации при любых условиях было и остается государство. Только взаимоотношения между государством и нефтяным бизнесом должны все больше регулироваться с помощью концессионных или арендных соглашений с указанием размера рентных платежей, подлежащих перечислению в казну, и других требований по использованию принадлежащей государству собственности. Заключение соглашений должно осуществляться обязательно на конкурсной основе. Все это не значит, что действующий ныне лицензионный механизм будет полностью отброшен. Он просто утратит свое господствующее значение и будет

усовершенствован.

Улучшение институциональной среды, благоприятная конъюнктура рынка и модернизация промышленности позволят повысить качество государственного регулирования НГК и обеспечат его экономически устойчивое развитие.

### Список литературы

1. <https://energypolicy.ru/neftegazovyyj-kompleks-rossii-v-period-geopoliticheskoy-turbulentnosti-kak-najti-vernij-otvet-na-sankczii/neft/2022/21/25/>
2. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/770106-neftegazovaya-otrasl-v-2021-2022-gg-analiz-izmeneniya-sostoyaniya-na-primere-krupneyshikh-v-mire-pub/>
3. Noreng O. The oil industry and government strategy in the North Sea. – London. Groom Helm. 1980. P. 170
4. The Norwegian Petroleum Sector. Facts 2014 // . – Mode of access: [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf\\_filer/2/faktaheftet/fakta2014og/facts\\_2014\\_netto.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/2/faktaheftet/fakta2014og/facts_2014_netto.pdf)
5. Азиева Р.Х. Зарубежный опыт управления нефтяным комплексом / Р.Х. Азиева // Молодой ученый. - 2013. - № 3. - С. 189-195
6. Д. Е. Рогова, А. В. Румянцева ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПОЛИТИКИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ. [https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/122674/1/sueb\\_2023\\_012.pdf](https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/122674/1/sueb_2023_012.pdf)

**Г.Т. Алдамжарова**

КеАҚ «Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті», Атырау, Қазақстан

### МҰНАЙ-ГАЗ КӘСПОРЫНДАРЫ МЕН МЕМЛЕКЕТТІҢ ҚАЗІРГІ ЗАМАНҒЫ ЭКОНОМИКАЛЫҚ ӨЗАРА ӘРЕКЕТТЕСУІ: ОТАНДЫҚ ЖӘНЕ ШЕТЕЛДІК ТӘЖІРИБЕНІ САЛЫСТЫРМАЛЫ ТАЛДАУ

**Андатпа.** Мемлекет пен бизнестің белсенді өзара іс-қимылы заманауи экономиканың табысты өсуінің кепілі болып табылады. Бұл өзара әрекеттестік екі тараптың субъектілеріне тәуекелдер мен белгісіздіктерді азайтуға және өзара тиімді шарттарда дамудың алғышарттарын жасауға мүмкіндік береді. Осылайша, бизнес үшін мұндай серіктестік іскерлік белсенділіктің болжамдылығы мен сенімділігін арттыруды білдіреді, ал мемлекет үшін - бюджет түсімдерінің ұлғаюы, жаңа жұмыс орындарының ашылуы, барлық сайлау кезінде бизнес-қоғамдастықтың қолдауы.

**Негізгі сөздер:** мұнай-газ өнеркәсібі, күй, өзара әрекет, талдау.

**G.T. Aldamzharova**

NJSC «Atyrau University of Oil and Gas named after S. Utebaeva», Atyrau, Kazakhstan

### MODERN ECONOMIC INTERACTION BETWEEN OIL AND GAS ENTERPRISES AND THE STATE: A COMPARATIVE ANALYSIS OF DOMESTIC AND FOREIGN EXPERIENCE

**Annotation.** Active interaction between the state and business is the key to the successful growth of the modern economy. This interaction allows actors on both sides to reduce risks and uncertainties and create prerequisites for development on mutually beneficial terms. Thus, for business, such a partnership means increased predictability and reliability of business activity, and for the state - an increase in budget revenues, the creation of new jobs, support from the business community during the elections of all.

**Key words:** oil and gas industry, state, interaction, analysis.

УДК 339.727.22  
МРНТИ 06.51.67

**А. Джакиев, К. Абдыхалыков**

Казахстанско-Британский технический университет, Алматы, Казахстан  
E-mail: a.jakiyev@petrocouncil.kz

## **ИСТОРИЧЕСКИЙ КОНТЕКСТ: РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИКИ КАЗАХСТАНА И РОЛЬ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ**

**Аннотация.** В данном анализе исследуется внешнеэкономическая деятельность Казахстана с упором на экспортно-импортные операции, совместные предприятия, привлечение иностранных инвестиций и валютные операции. Совместные предприятия, несмотря на такие проблемы, как сложности управления и культурные различия, укрепили международные экономические связи Казахстана. Исследование Ли (2016) устанавливает важность прямых иностранных инвестиций (ПИИ) для экономического роста и диверсификации в Казахстане, предполагая решающую роль совместных предприятий. Однако Смагулова (2018) отмечает такие препятствия, как ограниченные юридические знания, коррупция и доступ к ресурсам, которые препятствуют устойчивости этих предприятий. Пек (2003) и последующие исследования подчеркивают, что, хотя совместные предприятия стимулируют экономический рост, для долгосрочного успеха им необходимы интегрированные стратегии и инновации. В докладе Госдепартамента США за 2023 год признается прогресс Казахстана в рыночной экономике и иностранных инвестициях со значительными ПИИ в природные ресурсы, а также обсуждается влияние геополитической динамики, особенно с Россией, на инвестиционный потенциал. В документе подчеркивается необходимость сбалансированного и стратегического подхода к привлечению и использованию иностранных инвестиций для экономического развития Казахстана.

**Ключевые слова:** Казахстан, внешнеэкономическая деятельность, совместные предприятия, прямые иностранные инвестиции, экономический рост, проблемы предпринимательства, инвестиционный климат.

Основными направлениями внешнеэкономической деятельности в Казахстане являются экспортно-импортные операции, совместное предпринимательство в различных сферах, инвестиционная деятельность по привлечению иностранных инвестиций и операции с иностранной валютой (Байтаева, 2020).

Совместные предприятия играют значительную роль в росте бизнеса в Казахстане, несмотря на присущие им трудности и вызовы. По словам Charman (1998), эти предприятия способствовали укреплению экономических связей страны на международной арене, несмотря на возникающие управленческие сложности и потенциальные конфликты, о чём упоминает Munns (2000). Эти вызовы охватывают не только внутренние вопросы управления, но и межкультурные различия, а также необходимость согласования бизнес-стратегий между местными и иностранными партнёрами.

Совместные предприятия в Казахстане оказали значительное влияние на развитие бизнеса в стране, особенно в секторе природных ресурсов. Исследование Ли (2016) подчеркивает важную связь между прямыми иностранными инвестициями (ПИИ), диверсификацией и экономическим ростом в контексте Казахстана, что подтверждает ключевую роль совместных предприятий в этом процессе.

Однако, как указывает Смагулова (2018), развитие предпринимательства в стране сталкивается с препятствиями, включая недостаточное осведомление о законах и программах, коррупцию и ограниченный доступ к финансовым и человеческим ресурсам. Эти барьеры влияют на эффективность и устойчивость совместных предприятий, подчеркивая необходимость комплексного подхода к их развитию и поддержке.



Исследование Пека (2003) подчеркивает значительную роль крупных предприятий и иностранных инвестиций в экономическом развитии Казахстана. Это подтверждает, что совместные предприятия не только способствуют экономическому росту, но и являются критическими элементами в создании устойчивой экономической среды.

Рахимова (2019) и Таубаев (2016) обсуждают потенциал совместных инвестиционных и инновационных проектов, а также роль социально-предпринимательских корпораций в развитии механизмов публично-частного партнерства. Эти исследования подчеркивают важность интеграции совместных предприятий в более широкую экономическую стратегию Казахстана, а также необходимость внедрения инноваций и устойчивого развития в их деятельность.

Таким образом, исследование исторического развития совместных предприятий в Казахстане обеспечивает комплексное понимание их влияния на экономический рост и диверсификацию, а также выявляет ключевые вызовы и возможности для будущего развития. Понимание этих аспектов необходимо для формирования эффективной экономической политики и стратегий поддержки предпринимательства в стране.

Для написания данной статьи был применён комплексный подход, основанный на обзоре существующих научных статей и анализе проведенных исследований, а также доступной информации из открытых авторитетных источников. Этот метод позволяет обеспечить глубокое понимание темы и выявить ключевые тенденции, изменения и влияние совместных предприятий на экономику Казахстана.

В докладе об инвестиционном климате за 2023 год по Казахстану Бюро по экономическим и деловым вопросам Государственного департамента США отмечается значительный прогресс в рыночной экономике и привлечении иностранных инвестиций, особенно в области полезных ископаемых, нефти и природного газа, на общую сумму 169,2 миллиарда долларов США прямых иностранных инвестиций, в том числе \$43,83 млрд из США, согласно официальной статистике центрального банка. Публично доступная информация показывает, что инвестиции США только в углеводородный сектор Казахстана намного превышают эту официальную статистику. В докладе отмечаются усилия по диверсификации экономики и взаимодействию с международным бизнес-сообществом, а также обсуждаются последствия геополитической динамики, особенно в отношении России. Геополитическое влияние отношений с Россией, особенно в свете санкций, обсуждается как сдерживающий фактор и возможность для инвестиций.

В докладе подчеркивается устойчивость Казахстана и правительственные реформы, направленные на улучшение инвестиционного климата, а также рассматриваются проблемы, включая коррупцию, бюрократию и проблемы регулирования, которые влияют на иностранные инвестиции. На фоне этих проблем очевидна приверженность правительства реформам, приватизации и улучшению деловой среды.

### **Влияние Иностранных Инвестиций**

Развитие экономики Казахстана сильно зависело от иностранных инвестиций, особенно в энергетическом секторе. Согласно Пеку (2003) и Ли (2010), крупные предприятия и промышленное развитие Казахстана формировались под влиянием иностранного капитала, причем основной упор делался на прямые иностранные инвестиции (ППИ), нацеленные на поиск ресурсов.

Таблица 1. Притоки ППИ, 2018-2022 гг.

Год	Притоки ППИ (в млн долларов США)	Прирост, (%)	В процентах от валового накопления основного капитала (%)
2018	3,898	-	10.3
2019	3,284	-	7.7
2020	3,670	-	8.7
2021	3,337	-	7.4
2022	6,108	83.1	12.5

Источник: Отчет о мировых инвестициях для Казахстана, UNCTAD, 2023.

Правительство создало различные органы, в том числе Координационный совет по привлечению иностранных инвестиций и МФЦА, для поддержки иностранных инвестиций. Приверженность стандартам ОЭСР, совместные усилия с международными организациями и региональными представителями, занимающимися связями с инвесторами, отражают ее комплексный подход к созданию благоприятной инвестиционной среды.

Казахстан является членом Всемирной торговой организации (ВТО) и Евразийского экономического союза (ЕАЭС).

Членство Казахстана во Всемирной торговой организации (ВТО) означает его приверженность международным торговым нормам и практике, укрепляя его торговые отношения во всем мире. Членство в Евразийском экономическом союзе (ЕАЭС) согласовывает Казахстан с региональной экономической политикой и интеграцией, способствуя более тесным экономическим связям со своими соседями. В апреле 2023 года правительство внедрило электронную систему отслеживания экспорта грузовых автомобилей в страны ЕАЭС, а в марте 2023 года приняло закон, регулирующий экспорт товаров двойного назначения. Эти меры направлены на смягчение санкционных рисков и предотвращение уклонения от экспортного контроля. В совокупности эти членства направлены на укрепление торговли, экономической стабильности и международного авторитета Казахстана.

#### **Ограниченное Влияние ППИ на Экономический Рост**

Однако, как указывает Ли (2011), влияние ППИ на экономический рост оказалось минимальным, при этом в определенных секторах наблюдались потенциальные отрицательные эффекты. Это подчеркивает, что не все иностранные инвестиции автоматически способствуют устойчивому экономическому развитию.

#### **Преобразования в Нефтегазовой Отрасли**

Нефтегазовая промышленность, будучи основным получателем ППИ, испытала значительные улучшения в инфраструктуре и технологическом оборудовании, как отмечает Отарбаева (2020). Тем не менее, несмотря на эти положительные развития, неравное положение национальных и иностранных инвесторов в отрасли представляет определенный риск для экономики.

#### **Текущее Состояние ППИ**

Демеуов (2023) характеризует современное состояние ППИ в Казахстане как период, требующий создания благоприятного инвестиционного климата и смещения акцента в сторону производственных отраслей. Это изменение направления является критически важным для диверсификации экономики страны и снижения ее зависимости от сырьевого сектора.

В докладе об инвестиционном климате за 2023 год по Казахстану Бюро по экономическим и деловым вопросам Государственного департамента США отмечается, что

Казахстан разрешает открытие бизнеса как иностранным, так и отечественным фирмам, при этом иностранная собственность ограничена 20% в средствах массовой информации и 49% в сфере воздушного транспорта. В то время как 49%-ный лимит на телекоммуникации был снят, за исключением "Казахтелекома", и никаких ограничений в банковской сфере и страховании нет, существуют ограничения для оффшорных компаний и иностранной собственности на пенсионные фонды и сельскохозяйственные земли. Несмотря на отсутствие специальной проверки ПИИ на предмет национальной безопасности, заметны опасения по поводу внутренних предпочтений и вмешательства правительства в зарубежные операции, которые частично решаются Фронт-офисом для инвесторов.

### Вызовы в Нефтегазовом Секторе

Кайзер (2007) отмечает, что в нефтегазовом секторе Казахстана продолжают существовать проблемы, такие как высокие бизнес-расходы, регуляторное бремя и коррупция. Эти вызовы оказывают влияние на привлекательность страны для иностранных инвесторов и ее способность выстроить устойчивую и диверсифицированную экономику.

Таблица 2. Рейтинг Казахстана по различным показателям экономического, социального и интонационного развития

Рейтинг	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Индекс восприятия коррупции	124	113	94	102	101	-
Глобальный инновационный индекс	78	74	77	79	83	81
Инфраструктура	61	67	66	58	58	59
Человеческий капитал и исследования	71	67	68	66	60	59
Операционная стабильность для бизнеса	64	61	70	60	63	71
Эффективность правительства	74	69	70	63	59	63
Качество регулирования	75	62	63	62	66	66
Сделки по созданию совместных предприятий/стратегических альянсов/млрд долл. ВВП по ППС	79	74	99	82	97	104
Бизнес-климат	34	31	31	31	57	70

Источник: Transparency International, Отчеты по Глобальному инновационному индексу Всемирной организации интеллектуальной собственности 2018-2023 гг.

Согласно Отчету по Глобальному инновационному индексу Всемирной организации интеллектуальной собственности за 2023 г. Казахстан (81-е место) занимает 3-е место в регионе, поднявшись на две строчки и сместив Узбекистан (82-е место в целом). Только Казахстан и Непал (108-е место) в регионе поднимаются в рейтинге. Казахстан занимает первое место в регионе по инфраструктуре (59-е место) благодаря хорошим показателям в сфере государственных онлайн-услуг (8-е место) и электронного участия (15-е место). В регионе Центральной и Южной Азии Казахстан впервые вошел в тройку глобальных лидеров в области инноваций после Индии и Ирана.

Согласно Таблице 2 отмечается постепенное улучшение позиций Казахстана в рейтинге Индекса восприятия коррупции с 124 в 2018 году до 101 в 2022 году. Позиция же в Глобальном инновационном индексе показала снижение, с 78 в 2018 году до 81 в 2023 году. Однако, по показателям инфраструктуры, человеческого капитала и исследований, а наблюдается улучшение в последние годы. Существенное снижение позиций заметно в рейтинге сделок по созданию совместных предприятий/стратегических альянсов со снижением с 79 в 2018 году до 104 в 2023 году. Позиция по бизнес-климату также значительно снизилась с 34 в 2018 году до 70 в 2023 году.

Основной задачей для Казахстана является стимулирование развития частного сектора (UNCTAD, 2020). Развитие под руководством государства, продвигаемое правительством, обеспечило впечатляющий рост, но неизбежно привело к доминированию государственного сектора в экономике. На долю государственных структур приходится около 30-40% ВВП, а крупная национальная холдинговая компания контролирует активы на сумму более половины общего ВВП.

Государственный сектор также является крупным работодателем, на его долю приходится около трети занятости в несельскохозяйственном секторе (Всемирный Банк, 2013).

Несмотря на отсутствие выхода к морю, Казахстан обладает ключевым географическим преимуществом, поскольку расположен на прямом пути между Европой и Китаем. Это позиционирует его как жизненно важное сухопутное звено. Инициатива "Новый шелковый путь", запущенная Китаем в 2013 году, открывает перед Казахстаном потенциал для превращения в центральный транзитный узел, соединяющий Европу, Азию и Ближний Восток. Этот маршрут мог бы значительно сократить время транспортировки из Азии в Европу всего до 13-14 дней, предлагая золотую середину, которая быстрее, чем морские перевозки, и более рентабельна, чем авиаперевозки. Такое развитие событий могло бы значительно повысить роль Казахстана в глобальных производственно-сбытовых цепочках (UNCTAD, 2020).

Доступ к кредитному финансированию считается значительной слабостью бизнес-сектора Казахстана. В категории "Развитие финансового рынка" Глобального индекса конкурентоспособности за 2016-2017 годы Казахстан занял 104-е место из 138 экономик (WEF 2017). Соотношение кредитов к ВВП в 2015 году составило примерно 40%, что значительно ниже среднего показателя как для стран с доходом выше среднего, так и для стран с доходом ниже среднего. Кроме того, потребительское кредитование составляет большинство непогашенных кредитов, в то время как значительный сегмент предприятий полностью лишен доступа к банковским кредитам (IMF 2017).

Казахстан рассматривает иностранную компанию, зарегистрированную на его территории, как местное юридическое лицо с точки зрения валютного регулирования, позволяя таким предприятиям открывать счета в иностранной валюте в национальных банках. Страна ввела безвизовый въезд для граждан из 54 стран, включая США и Японию, в начале 2022 года. В том же году был также установлен новый налоговый режим, гарантирующий налоговую стабильность на четверть века. МФЦА предоставляет уникальные юридические структуры, такие как трасты, и упрощает получение визы инвестора.

Согласно докладу об инвестиционном климате за 2023 год по Казахстану Бюро по экономическим и деловым вопросам Государственного департамента США международные компании подчеркивают важность усовершенствованной правовой базы, увеличения инвестиций в развитие рабочей силы, модернизации транспорта и логистики, либерализации торговой политики, гибкой системы разрешений на работу и эффективного, единообразного налогового управления. Иностранные инвесторы по-прежнему сталкиваются с трудностями при заключении контрактов и лицензировании, а налоговые нарушения остаются уголовными преступлениями.

Итак, рассмотрение исторического контекста развития экономики Казахстана и роли совместных предприятий позволяет увидеть, как иностранные инвестиции, особенно в энергетическом секторе, оказали значительное влияние на экономическое развитие страны. Однако этот процесс сопровождался рядом проблем и вызовов, подчеркивающих необходимость более сбалансированного и стратегического подхода к привлечению и использованию иностранных инвестиций.

### Список литературы

1. Байтаева Г.Р., Аяжанова М.К., Абдилдинова М.Н., Субебаева З.К., Дигай Д.А. и Гусенов Б. (2020). Государственно-правовое регулирование и управление внешнеэкономической деятельностью в Казахстане.
2. Чарман, К. (1998). Совместные предприятия в Казахстане: взгляды местных и иностранных партнеров. Обзор бизнес-стратегии, 9 (1), 15-20.
3. Маннс А.К., Алокили О.М. и Рамзи Б. (2000). Переговоры о создании совместных предприятий и практика управления в новых странах бывшего Советского Союза. Международный журнал управления проектами, 18 (5), 403–413.
4. Ли К.Дж., Фариза Б. и Шарипова З.К. (2016). Взаимосвязь между ПИИ, диверсификацией и экономическим ростом в странах, ориентированных на природные ресурсы: пример Казахстана.
5. Смагулова С.А., Нурсейтова Г., Маджарова Р., Спанкулова Л., Коптаева Г., Джунусов А.М., Омаркулова М., Бикенова А.С., Турекулова Д., Имашев А. (2018) . Предпринимательство и инвестиционная среда в странах Центральной Азии с переходной экономикой: пример Казахстана. Журнал Академии предпринимательства, 24 (1).
6. Государственный департамент США. (2023). Заявления об инвестиционном климате на 2023 год: Казахстан. Получено с <https://www.state.gov/reports/2023-investment-climate-statements/kazakhstan/>.
7. Пек, АЕ (2003). Экономическое развитие Казахстана: Роль крупных предприятий и иностранных инвестиций.
8. Рахимова С., Гончаренко Л.П. (2019). Новые методы реализации совместных инвестиционных и инновационных проектов в развитых и развивающихся странах: Опыт Республики Казахстан и Российской Федерации. Пространство и культура, Индия.
9. Таубаев А., Доскалиева Б. и Акенов С.С. (2016). Роль социально-предпринимательских корпораций Казахстана в развитии механизмов государственно-частного партнерства. Вестник Киевского национального университета имени Тараса Шевченко. Экономика, 40, 15-22.
10. Ли Дж.В., Баймухамедова Г.С. и Ахметова С. (2010). Прямые иностранные инвестиции, обменный курс и их роль в экономическом росте развивающихся стран: эмпирические данные из Казахстана. ERN: Экономика других развивающихся рынков: макроэкономические проблемы и вызовы (тема).
11. Ли С.Х. и Гарднер Л. (2011). Влияние прямых иностранных инвестиций на экономику Казахстана: благо или проклятие.

12. Отарбаева А., Арупов А.А. (2020). Анализ влияния прямых иностранных инвестиций на развитие нефтегазовой отрасли Казахстана. Журнал экономических исследований и делового администрирования.
13. Демеуов Н.Б., Есдаулетова А. (2023). Современное состояние и структура прямых иностранных инвестиций в Республику Казахстан. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СЕРИЯ ВЕСТНИКА Л.Н. ЕНУ ГУМИЛЕВА.
14. Кайзер, М.Дж., и Пулсифер, А.Г. (2007). Обзор нефтегазового сектора Казахстана. Энергетическая политика, 35(2), 1300-1314.
15. Трансперенси Интернешнл. (без даты). Обзор ИПЦ. Получено с <http://www.transparency.org/research/cpi/overview>.
16. Всемирная организация интеллектуальной собственности. (без даты). Глобальный инновационный индекс. Получено с сайта [www.wipo.int/global\\_innovation\\_index/](http://www.wipo.int/global_innovation_index/).
17. Конференция ООН по торговле и развитию. (2020). Возможности для роста и меры по поощрению инвестиций для повышения стоимости цепочек поставок сырьевых товаров в развивающихся странах, не имеющих выхода к морю. Получено с [https://unctad.org/system/files/official-document/aldc2020d1\\_en.pdf](https://unctad.org/system/files/official-document/aldc2020d1_en.pdf).
18. Всемирный банк. (2013). Ведение бизнеса 2014: Понимание правил для малых и средних предприятий. Вашингтон, округ Колумбия: Всемирный банк.
19. Всемирный Экономический Форум. (2017). Отчет о глобальной конкурентоспособности 2016-2017. Женева: Всемирный экономический форум.
20. Международный Валютный Фонд. (2017). Годовой отчет Международного валютного фонда за 2017 год: Содействие инклюзивному росту.

**А. Джакиев, Қ.Әбдіхалықов**

Казахстанско-Британский технический университет, Алматы, Казахстан

E-mail: [a.jakiyev@petrocouncil.kz](mailto:a.jakiyev@petrocouncil.kz)

## **ТАРИХИ ЖАҒДАЙЫ: ҚАЗАҚСТАН ЭКОНОМИКАСЫНЫҢ ДАМУЫ ЖӘНЕ ШЕТЕЛДІК ИНВЕСТИЦИЯЛАРДЫҢ РӨЛІ**

**Андатпа.** Бұл талдау экспорт-импорт операцияларына, бірлескен кәсіпорындарға, шетел инвестицияларын тартуға және валюталық операцияларға назар аудара отырып, Қазақстанның сыртқы экономикалық қызметін зерттейді. Бірлескен кәсіпорындар басқарудағы қиындықтар мен мәдени айырмашылықтар сияқты мәселелерге қарамастан Қазақстанның халықаралық экономикалық байланыстарын нығайтты. Ли (2016) зерттеуі Қазақстандағы экономикалық өсу мен әртараптандыру үшін тікелей шетелдік инвестициялардың (ТШИ) маңыздылығын белгілеп, бірлескен кәсіпорындардың маңызды рөлін ұсынады. Дегенмен, Смағұлова (2018 ж.) осы кәсіпорындардың тұрақтылығына кедергі келтіретін шектеулі құқықтық білім, сыбайлас жемқорлық және ресурстарға қолжетімділік сияқты кедергілерді атап өтеді. Пек (2003) және одан кейінгі зерттеулер бірлескен кәсіпорындар экономикалық өсуді ынталандырғанымен, ұзақ мерзімді табысқа жету үшін біріктірілген стратегиялар мен инновацияларды қажет ететінін атап көрсетеді. АҚШ Мемлекеттік департаментінің 2023 жылға арналған баяндамасы Қазақстанның нарықтық экономикадағы ілгерілеуін және табиғи ресурстарға айтарлықтай ТШИ тартылған шетелдік инвестицияларды мойындайды және геосаяси динамиканың, әсіресе Ресеймен, инвестициялық әлеуетке әсері талқыланады. Құжатта Қазақстанның экономикалық дамуы үшін шетелдік инвестицияларды тарту мен пайдалануда теңгерімді және стратегиялық көзқарас қажет екендігі атап өтілген.

**Негізгі сөздер:** Қазақстан, сыртқы экономикалық қызмет, бірлескен кәсіпорындар, тікелей шетелдік инвестициялар, экономикалық өсу, кәсіпкерлік проблемалар, инвестициялық климат.

**A. Zhakiev, K. Abdikhalykov**  
Kazakh-Britain Technical University, Almaty, Kazakhstan  
E-mail: [a.jakiyev@petrocouncil.kz](mailto:a.jakiyev@petrocouncil.kz)

## **HISTORICAL CONTEXT: DEVELOPMENT OF THE ECONOMY OF KAZAKHSTAN AND THE ROLE OF FOREIGN INVESTMENTS**

**Annotation.** This analysis examines Kazakhstan's foreign economic activities, focusing on export-import transactions, joint ventures, attracting foreign investment and foreign exchange transactions. Joint ventures, despite problems such as management difficulties and cultural differences, have strengthened Kazakhstan's international economic ties. Li's (2016) study establishes the importance of foreign direct investment (FDI) for economic growth and diversification in Kazakhstan, suggesting a critical role for joint ventures. However, Smagulova (2018) notes obstacles such as limited legal knowledge, corruption, and access to resources that hinder the sustainability of these enterprises. Peck (2003) and subsequent research emphasize that although joint ventures stimulate economic growth, they require integrated strategies and innovation for long-term success. The US State Department's 2023 report recognizes Kazakhstan's progress in a market economy and foreign investment with significant FDI in natural resources, and discusses the impact of geopolitical dynamics, especially with Russia, on investment potential. The document emphasizes the need for a balanced and strategic approach to attracting and using foreign investment for the economic development of Kazakhstan.

**Key words:** Kazakhstan, foreign economic activity, joint ventures, direct foreign investments, economic growth, entrepreneurship problems, investment climate.

МАЗМҰНЫ

<b>1-БӨЛІМ. МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ҰҢҒЫМАЛАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ БҰРҒЫЛАУ, ГЕОЛОГИЯ МӘСЕЛЕЛЕРІ</b>	<b>3</b>
<i>Есетов Ж.А., Жақанова Ж.А., Қыздарбаев Е.М., Макрушин Ю.Ю., Ниязбаева А.Б.</i> №С ҰҢҒЫМАДА ҚҚҚҚ ЖӘНЕ ДҚҚҚ БІРЛЕСКЕН ЗЕРТТЕУ ЖҮРГІЗУ КЕЗІНДЕ КЕНЖАР ҚЫСЫМЫНЫҢ МІНЕЗ ҚҰЛҚЫН САЛЫСТЫРМАЛЫ ТАЛДАУ	3
<i>Сатылхан Е.Е., Олжағали Ж.А., Сулейменова Р.Т.</i> ОРЫНДАРЫН ҰЛҒАЙТУ ЖӨНІНДЕГІ ШАРАЛАР САРҚЫЛҒАН КОЛЛЕКТОРЛАРДЫҢ МҰНАЙ БЕРУІ	13
<i>Ерсайн А.Т., Ерсайн Д. Т.</i> МАССА АҒЫМЫН ӨЗГЕРУШІЛЕР: ТҮРЛЕРІ, АРТЫҚШЫЛЫҚТАРЫ ЖӘНЕ ОЛАР ҚАЛАЙ ЖҰМЫС ЕТЕДІ	18
<i>Капашева А.Т.</i> РЕЗЕРВУАРЛАРДАҒЫ ШӨГІНДІЛЕРМЕН КҮРЕСУ ӘДІСТЕРІ	22
<i>Капашева А.Т.</i> ҚҰБЫРЛАРДЫ ОҚШАУЛАҒЫШ ЖАБЫНДАРМЕН КОРРОЗИЯДАН ҚОРҒАУ	25
<b>2-БӨЛІМ. МҰНАЙХИМИЯ ЖӘНЕ ЭКОЛОГИЯ МӘСЕЛЕЛЕРІ</b>	<b>29</b>
<i>Аренова Ф.Р., Искаков Р.М.</i> ПОЛИПРОПИЛЕН НЕГІЗІНДЕГІ ПОЛИМЕРЛІ КОМПОЗИТТЕРДІҢ АРТЫҚШЫЛЫҚТАРЫ	29
<i>Демеуова Ж.М., Есіркепова М.М.</i> БИТУМДЫ МОДИФИКАЦИЯЛАНҒАН ГИДРООҚШАУЛАҒЫШ МАТЕРИАЛДАРДЫ ӨЗІРЛЕУ	34
<i>Мухамбетов Р.</i> ҚАЗАҚСТАНДАҒЫ ІЛЕСПЕ МҰНАЙ ГАЗЫН КӘДЕГЕ ЖАРАТУ МӘСЕЛЕЛЕРІ	38
<i>Мухамбетов Р.</i> ГАЗ ӨНДЕУ КӘСІПШІЛІГІНДЕ ӨНДІРІСТІҢ ҚАУІПТІ ФАКТОРЛАРЫН ТАЛДАУ	41
<i>Искаков Т.В.</i> МҰНАЙДЫ ӨНДЕУ ҮШІН ДАЙЫНДАУ ПРОЦЕСТЕРІН ЗЕРТТЕУ	46
<i>Махамбетова А.М., Әбілхайырұлы А.И., Қалауова А.С., Сакипова Л.Б.</i> ПОЛИМЕРЛІ КОМПОЗИЦИЯЛЫҚ МАТЕРИАЛДАР АЛУ ӘДІСТЕРІ	49
<b>3-БӨЛІМ. ЭКОНОМИКА ЖӘНЕ ӘЛЕУМЕТТІК-ГУМАНИТАРЛЫҚ ҒЫЛЫМДАР</b>	<b>56</b>
<i>Кумаров Ж.</i> МҰНАЙ-ГАЗ САЛАСЫНДАҒЫ СЕРВИСТІК ҚЫЗМЕТТІ ДАМУ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ: ЖАЙ-КҮЙІ, ҮРДІСТЕРІ МЕН ПРОБЛЕМАЛАРЫ	56
<i>Алдамжарова Г.Т.</i> МҰНАЙ-ГАЗ КӘСІПОРЫНДАРЫ МЕН МЕМЛЕКЕТТІҢ ҚАЗІРГІ ЗАМАНҒЫ ЭКОНОМИКАЛЫҚ ӨЗАРА ӨРЕКЕТТЕСУІ: ОТАНДЫҚ ЖӘНЕ ШЕТЕЛДІК ТӘЖІРИБЕНІ САЛЫСТЫРМАЛЫ ТАЛДАУ	59
<i>Джакиев А., Әбдіхалықов Қ.</i> ТАРИХИ ЖАҒДАЙЫ: ҚАЗАҚСТАН ЭКОНОМИКАСЫНЫҢ ДАМУЫ ЖӘНЕ ШЕТЕЛДІК ИНВЕСТИЦИЯЛАРДЫҢ РӨЛІ	64



СОДЕРЖАНИЕ

<b>ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ, БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН</b>	<b>3</b>
<i>Есетов Ж.А., Жақанова Ж.А., Қыздарбаев Е.М., Макрушин Ю.Ю., Ниязбаева А.Б.</i> СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОВЕДЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СОВМЕСТНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ КВД И КВУ НА СКВАЖИНЕ №С	3
<i>Сатылхан Е.Е., Олжагал Ж.А., Сулейменова Р.Т.</i> ОСОБЕННОСТИ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И МЕРЫ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ИСТОЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	13
<i>Ерсайн А. Т., Ерсайн Д. Т.</i> МАССОВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ: ТИПЫ, ПРЕИМУЩЕСТВА И КАК ОНИ РАБОТАЮТ	18
<i>Капашева А.Т.</i> МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ В РЕЗЕРВУАРАХ	22
<i>Капашева А.Т.</i> ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ ИЗОЛЯЦИОННЫМИ ПОКРЫТИЯМИ	25
<b>ГЛАВА 2. ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕХИМИИ И ЭКОЛОГИИ</b>	<b>29</b>
<i>Аренова Ф.Р., Искаков Р.М.</i> ПРЕИМУЩЕСТВА ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИТОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИПРОПИЛЕНА	29
<i>Демеуова Ж.М., Есиркепова М. М.</i> РАЗРАБОТКА БИТУМНЫХ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГИДРОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ	34
<i>Мухамбетов Р.</i> ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В КАЗАХСТАНЕ	38
<i>Мухамбетов Р.</i> АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ ПРОИЗВОДСТВА НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ КОМПЛЕКСЕ	41
<i>Искаков Т.В.</i> ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ СЫРОЙ НЕФТИ К ПЕРЕРАБОТКЕ	46
<i>Махамбетова А.М., Әбілхайыров А.И., Қалауова А.С., Сакипова Л.Б.</i> СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ	49
	56
<b>ГЛАВА 3. ЭКОНОМИКА И СОЦИАЛЬНО–ГУМАНИТАРНЫЕ НАУКИ</b>	
<i>Кумаров Ж.</i> ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ СЕРВИСНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СФЕРЕ НЕФТИ И ГАЗА: СОСТОЯНИЕ, ТЕНДЕНЦИИ И ПРОБЛЕМЫ	56
<i>Алдамжарова Г.Т.</i> СОВРЕМЕННОЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ГОСУДАРСТВА: СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА	59
<i>Джакиев А., Абдыхалыков К.</i> ИСТОРИЧЕСКИЙ КОНТЕКСТ: РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИКИ КАЗАХСТАНА И РОЛЬ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ	64

CONTENTS

<b>CHAPTER 1. PROBLEMS OF GEOLOGY, DRILLING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS WELLS</b>	<b>3</b>
<i>Esetov Zh.A., Zhakanova Zh.A., Kyzdarbaev E.M., Makrushin Yu.Yu., Niyazbaeva A.B.</i> COMPARATIVE ANALYSIS OF BOTTOM-HOLE PRESSURE BEHAVIOR DURING A JOINT STUDY OF KVD AND KVD AT WELL No.C	3
<i>Satylkhan E.E., Olzhagali Zh.A., Suleimenova R.T.</i> FEATURES OF THE LATE STAGE OF OIL FIELD DEVELOPMENT AND MEASURES TO INCREASE OIL RECOVERY OF DEPLETED RESERVOIRS	13
<i>Yersain A.T., Yersain D.T.</i> MASS FLOW METERS: TYPES, ADVANTAGES AND HOW THEY WORK	18
<i>Kapasheva A.T.</i> METHODS FOR CONTROLLING SEDIMENTS IN TANK	22
<i>Kapasheva A.T.</i> PROTECTION OF PIPELINES FROM CORROSION WITH INSULATING COATINGS	25
<b>CHAPTER 2. PROBLEMS OF PETROCHEMISTRY AND ECOLOGY</b>	<b>29</b>
<i>Arenova F.R., Iskakov R.M.</i> ADVANTAGES OF POLYMER COMPOSITES BASED ON POLYPROPYLENE	29
<i>Demeuova Zh.M., Esirkepova M.M.</i> DEVELOPMENT OF BITUMEN MODIFIED WATERPROOFING MATERIALS	34
<i>Mukhambetov R.</i> RECYCLING ISSUES OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS IN KAZAKHSTAN	38
<i>Mukhambetov R.</i> ANALYSIS OF PRODUCTION HAZARDS IN THE GAS PROCESSING PLANT	41
<i>Iskakov T.V.</i> RESEARCH OF THE PROCESSES OF PREPARATION OF CRUDE OIL FOR PROCESSING	46
<i>Makhambetova A., Abylkhairov A., Kalauova A., Sakipova L.</i> METHODS OF OBTAINING POLYMER COMPOSITE MATERIALS	49
	56
<b>CHAPTER 3. ECONOMICS AND SOCIAL AND HUMANITIES</b>	
<i>Kumarov Zh.</i> FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF SERVICE ACTIVITIES IN THE FIELD OF OIL AND GAS: STATUS, TRENDS AND PROBLEMS	56
<i>Aldamzharova G.T.</i> MODERN ECONOMIC INTERACTION BETWEEN OIL AND GAS ENTERPRISES AND THE STATE: A COMPARATIVE ANALYSIS OF DOMESTIC AND FOREIGN EXPERIENCE	59
<i>Zhakiev A., Abdikhalykov K.</i> HISTORICAL CONTEXT: DEVELOPMENT OF THE ECONOMY OF KAZAKHSTAN AND THE ROLE OF FOREIGN INVESTMENTS	64

## ПРАВИЛА ДЛЯ АВТОРОВ

Редакционная коллегия просит авторов при подготовке статей для опубликования в журнале руководствоваться следующими правилами.

### Условия размещения публикаций в журнале

Для публикации принимаются статьи на казахском, русском и английском языках, содержащие ранее не опубликованные проблемные, обзорные, дискуссионные статьи в области естественных и технических наук, где освещаются результаты фундаментальных и прикладных исследований. А также публикуются рецензии, хроники научной жизни и мн. др.

### К оформлению статей предъявляются следующие требования

Объем статьи, включая список литературы, таблицы и рисунки с подрисуночными надписями, аннотации, не должен превышать 15 страниц печатного текста. Минимальный объем статьи для технических направлений — 5 страниц, естественных — 3 страницы. В редакцию необходимо представить электронную версию статьи в полном соответствии с распечаткой. Имя файла должно начинаться фамилией первого автора на латинице (например, Ivanov.doc(rtf)); Страницы статьи должны быть пронумерованы. Указывается код по УДК.

Текст должен быть набран в программе Word любой версии, представляется на CD или другом носителе либо отправляется по электронной почте [vestnik@aogu.edu.kz](mailto:vestnik@aogu.edu.kz).

Шрифт текста — Times New Roman, размер кегля 12 пт, межстрочный интервал - одинарный. Выравнивание по ширине.

Абзацный отступ — 1,25 см. Поля верхнее – 2, нижнее – 2, левое – 2, правое – 2. Гарнитура нормальная. В таблицах, рисунках, формулах не должно быть разночтений в обозначении символов, знаков. Рисунки должны быть четкими, чистыми. На рисунки и таблицы в тексте должны быть ссылки.

В тексте число формул должно быть минимальным. Формулы должны быть набраны в соответствующем редакторе (для математических и химических формул). Таблицы должны быть озаглавлены, не допускается наличия в них пустых граф. Условные сокращения и символы следует пояснять в примечании. Иллюстративные материалы представляются в форматах: для фото, рисунков – tiff или jpeg (300 dpi для черно-белых и цветных); графики, диаграммы. На обороте рисунка или под ним указывается фамилия автора, название статьи и номер рисунка. Иллюстрации могут размещаться по тексту. Подрисуночные подписи даются отдельным списком, в конце статьи. В конце статьи рукопись подписывается всеми авторами.

**Список литературы** должен оформляться в соответствии с ГОСТ 7.1–2003

«Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления». Ссылки на источники в тексте статьи даются только в квадратных скобках (без цитирования [12], при цитировании или пересказе авторского текста [12, с. 29]). Нумерация ссылок в статье производится по порядковому номеру источника в пристатейном списке литературы. Архивные материалы в список не включаются, ссылки на них помещаются в тексте в круглых скобках. При использовании в статье источников из электронных ресурсов или удаленного доступа (Интернета) в списке литературы приводится библиографическая запись источника и ссылка на сетевой ресурс с полным сетевым адресом в Интернете.

Например (библиографические сведения условны):

Для книг: Фамилии и инициалы авторов. Заглавие. — Сведения о повторности издания.

— Место издания: Издательство, Год издания. — Количество страниц. Например: Ильин В.А., Позняк Э.Г. Линейная алгебра. — 3-е изд. — М.: Наука, 1984. — 294 с.

Для статей из журналов: Фамилии и инициалы авторов. Название статьи // Заглавие издания. (Серия). — Год издания. — Том. — Номер. — Страницы.

Например: Панчук Д.А., Садакбаева Ж.К., Пуклина Е.А. и др. О структуре межфазного слоя на границе металлическое покрытие–полимерная подложка // Российские нанотехнологии. — 2009. — Т. 4. — № 5-6. — С. 114–120.

Для материалов конференций, сборников трудов и т.д.: Фамилии и инициалы авторов. Название статьи // Заглавие издания: Вид издания. — Место, год издания. — Том. — Номер. — Страницы.

Например: Приходько Н.Г., Лесбаев Б.Т., Ченчик Д.И., Нажипкызы М., Мансуров З.А. Синтез углеродных наноструктур в пламени при низком давлении // VI Международный симпозиум: Физика и химия углеродных материалов/ Наноинженерия. – Алматы, 2010. - С. 135-138.

Список литературы предоставляется на том языке, на котором цитируется статья. Сведения об авторах

К рукописи прилагаются:

1) справка о каждом из авторов статьи с указанием фамилии, имени, отчества; ученой степени; ученого звания; основного места работы; должности; домашнего, служебного или мобильного телефонов; электронного и почтового адресов (для связи с редакцией);

2) для магистрантов, аспирантов и соискателей — выписка из протокола заседания кафедры, заверенная в деканате и руководителем темы;

3) информация о том, кому из соавторов следует адресовать вопросы ответ.редактора и/или направлять корректуру.

Все статьи, поступившие в редакцию, рецензируются.

Редакция оставляет за собой право внесения в текст редакторских изменений, не искажающих смысла статьи.

Статьи публикуются по мере поступления.

Схематический пример оформления статьи

УДК  
МРНТИ

**В. Борисов, И.Утепов, С.Ранова**

Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, Атырау, Казахстан

E-mail: v.borisov@mail.ru

## **ВЛИЯНИЕ ВЫБРОСОВ НПЗ НА ЭКОСИСТЕМУ РЕГИОНА**

**Аннотация.** .....

**Ключевые слова:** .....

Текст статьи.

Список литературы

В конце статьи приводится ФИО авторов, название статьи и аннотация на казахском (русском), английском языках (размер шрифта на кегель меньше, чем основной).

Ответственность за содержание материала несут авторы.

**С уважением, редакция научного журнала «Вестник АУНГ».**

**С.Өтебаев атындағы Атырау мұнай газ университетінің хабаршысы**  
Ғылыми журнал

Материалдарды компьютерде беттеп, баспадан  
шығарған Атырау мұнай және газ  
университетінің Баспа орталығы.  
Басуға 25.03.2024 ж. қол қойылды.  
Пішімі А4. Көлемі 8,2 б.т. Таралымы 100 дана.

**Вестник Атырауского университета нефти и газа им. С. Утебаева**  
Научный журнал

Верстано и тиражировано в  
Издательском центре Атырауского  
университета нефти и газа.  
Подписано в печать 25.03.2024 г.  
Формат А4. Объем 8,2 п.л. Тираж 100 экз.