



ATYRAU OIL AND
GAS UNIVERSITY

ISSN 1683-1675

Подписной индекс: 75185

Регистрационный №16734-ж

Выходит 4 раза в год. Основан в 2001 году

ATYRAU OIL AND
GAS UNIVERSITY

**С.ӨТЕБАЕВ 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

**КАСПИЙ
№3(67)2023
ТЫНЫСЫ - 2023**

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:

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

Заместитель главного редактора:

Сыздыков М.К., 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, 2022

24 октября в Атырауском университете нефти и газа им. С. Утебаева состоялась Международная научная конференция «Каспийское измерение» (первые Диаровские чтения), посвященная 90-летию академика Муфтахы Диарова. Конференция открылась пленарной сессией «Измерение Диарова» - воспоминаниями об академике Муфтахе Диарове, на которой прозвучали выступление ректора Атырауского университета нефти и газа имени Сафи Утебаева Г. Т. Шакуликовой, приветственное слово вице-министра науки и высшего образования РК К. Е. Акатова, выступление вице-президента Национальной академии при Президенте РК Д. Билялова и онлайн приветствие академика Г. Ж. Жолтаева «В память о М. Диарове».

Основная пленарная дискуссия «Каспийское измерение» о геологических перспективах Прикаспийского региона состоялось следом за открытием. Дискуссия шла о разведке, прогнозировании, оценке нефтегазоносности, прогнозных и перспективных ресурсов Прикаспия. Поскольку все участники первой части дискуссии в той или иной степени участвовали в выполнении первой Фазы проекта «Евразия», его результаты были в центре обсуждения.

Параллельно работали секции (измерения) по геологии и разведки, а также экологии и водосбережения. Именно с этими отраслями науки главным образом занимался академик М. Диаров.

Доклады и тезисы поступившие на конференцию вошли в данный номер Вестника АУНГ им. С. Утебаева.



КАСПИЙ
ТЫНЫСЫ - 2023

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

ЭТАПЫ ОСВОЕНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ САТИМОЛА

Касенов Т.И. – первооткрыватель месторождения Сатимола,
горный инженер.

Жанбатыров А.А. - кандидат технических наук,
горный инженер.

*Статья посвящается М.Диарову и К.Камашеву,
вложивших свои научные знания и практический опыт в освоение
минеральных ресурсов Прикаспийской впадины.*

Первые практические шаги по изучению минеральных ресурсов Сатимолы начались в 30-х годах 20 века, были выполнены площадные вариометрические работы с целью выявления локальных минимумов силы тяжести, при этом было выявлено, что структура Сатимолы имеет незначительные размеры 10х4км, что в последствии не подтвердилось /1/.

По инициативе и заявкам главного геолога Индерской ГРЭ М.Диарова после открытия финансирования в 1962 году начаты сейсмические работы на Сатимоле, Шугул, Амангали и других куполах.

По результатам проведения работ по проекту «Поисковые работы на бор и калий на куполе Сатимолы» в 1965 году была под руководством геолога М.Диарова составлена первая геолого-литологическая карта соляного зеркала Сатимолы.

Следует отметить, данная карта к настоящему времени после проходки более 500 скважин заметных изменений не претерпела. Всюду участкам развития продуктивных пород соответствуют более мощные толщи элювия, прослеживающегося в погребенном рельефе сульфатной толщи грядями с превышением над остальными формами рельефа в 20-90м.

Одновременно с этим, научными организациями изучались минералогия и литология пород (КазИМС), вещественного состава и обогатимости коренных борных руд (ГИГХС) и обогатимости борно-калийных руд (ВНИИГД).

По результатам всех исследований в 1968 году ВНИИГ было выполнено ТЭД, рекомендуемый проведение предварительной подземной разведки борно-калийных руд купола Сатимолы.

За советский период времени было пробурено свыше 400 скважин со средней глубиной 400м. , а некоторые скважины проходились до глубины 1 300м.

Академик М.Диаров внес большой вклад в изучение минеральных ресурсов Прикаспийской низменности. Им разработана классификация залежей калийных солей Прикаспия/2/, которая основана на следующих принципах:

- палеогеографических условий формирования солей;
- приуроченности залежей к тектоническим структурам;
- соотношений с вмещающими породами;
- морфологии залежей солей;
- литологическому и химическому составам солей.

Разработанные потом, многие классификации основаны на этих же принципах, которые взаимодополняют друг друга/3/.

Научные положения и выводы академика М. Диарова подтверждаются и находят развитие в многочисленных исследованиях современных авторов.

Результаты, выполненных работ М.Диаровым по изучению купола Сатимолы легли в

основу для дальнейших исследований минеральных ресурсов Прикаспийской низменности.

За открытие месторождения Сатимола М.Диарову и К.Камашеву присвоено почетное звание «Первооткрыватель месторождения Сатимола»

С 2001 года для освоения минеральных ресурсов было создано ТОО ИУ «Сатбор», которое получил контракт на разведку и добычу калийных и бороносных руд месторождения Сатимола (контракт №1391от 19 апреля 2004 года). За период с 2005 по 2010г.г. ТОО ИУ «Сатбор» выполнило большой объем буровых работ, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1. Статистические данные буровых работ , выполненных ТОО ИУ «Сатбор»

Год	Геологоразведка		Гидрогеология		Геотехника		Общий итог	
	Количество скважин	Метры	Количество скважин	Метры	Количество скважин	Метры	Количество скважин	Метры
2005	6	2,112	-	-	-	-	6	2,112
2006	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	4	1,600	4	1,600
2008	8	12,594	-	-	-	-	8	12,594
2009	25	20,558	9	2,265	-	-	34	22,823
2010	13	12,233	-	-	-	-	13	12,233
Итого	52	47,497	9	2,265	4	1,600	65	51,362

На основании работ по подтверждению запасов, завершенных на данный момент, совместно с советскими данными, можно сделать вывод, что купол «Сатимола» может отрабатываться методом традиционной подземной добычи.

На основе долголетних научных исследований академиком М.Диаровым было сделано впервые в Республике Казахстан научное открытие в области геологических наук, которое зарегистрировано официально в государственном реестре РК прав на объекты, охраняемой авторским правом за №5375 от 19.09.2019г., получившим наименование «Закон треугольника».

В таблице 2 представлено фактическое соотношение солевых составляющих (в вес.%) борно-калийных солей /4/.

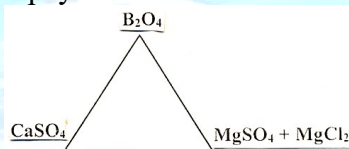
Таблица 2. Фактическое соотношение валовых солевых составляющих (в вес. %) борно-калийных солей

Месторождения	$\frac{\text{CaSO}_4}{\text{B}_2\text{O}_3}$	$\frac{(\text{MgSO}_4 + \text{MgCl}_2)}{\text{B}_2\text{O}_3}$	$\frac{\text{CaSO}_4}{\text{MgSO}_4 + \text{MgCl}_2}$
Челкарское	2,11	1,63	1,27
Сатимолинское	2,08	1,64	1,27
Индерское	2,14	1,60	1,34

Несмотря на сложный, разнообразный литологический, минералогический и

химический состав пород и значительную удаленность отдельных частей Центральной калийно-борной провинции, концентрация окиси бора находится в строгой связи с солями магния и кальция.

Получается поразительное новое явление, неизвестное до сих пор науке: при испарении морской воды пермского солеродного бассейна во всех стадиях солеотложения повсеместно по всей территории Центральной калийно-борной провинции Прикаспийской впадины бор находился первоначально одновременно в эквивалентных количествах с сульфатом кальция (CaSO_4) и в эквивалентных количествах солями магния ($\text{MgSO}_4 + \text{MgCl}_2$). Это явление мы назвали «законом треугольника»



Установлена эквивалентная связь окиси бора одновременно с солями кальция (CaSO_4) и солями магния ($\text{MgSO}_4 + \text{MgCl}_2$) на Индерском, Сатимولينском и Челкарском месторождениях бора.

Индерское месторождение.

На Индерском месторождении изучены борно-калийные соли различного литологического и минералогического составов

Преобладают хлориды и сульфаты магния, калия и кальция. Проанализированы фактические химические солевые составы борнокалиевых солей. Найдены валовые средние (по массовым анализам) химические солевые составы борно-калийных солей. Выяснена зависимость отдельных солевых составляющих на основе среднего состава борнокалиевых солей, которая представлена в таблице 3.

По массовым полным химическим анализам (999) Индерского месторождения борно-калийных солей среднее содержание составляют в %: B_2O_3 – 3,47, CaSO_4 – 7,4, ($\text{MgSO}_4 + \text{MgCl}_2$) – 5,52 (вершины треугольника).

Таблица 3. Сравнение фактических и теоретических соотношений солевых составляющих борно-калийных солей Индерского месторождения, распространенных на огромные массы недр и залегающих на глубинах до 1300 метров

Соотношение солей	Значение в единицах		Отклонение фактических от теоретических, в %%
	Фактические	Теоретические	
$\text{CaSO}_4 : \text{B}_2\text{O}_3$	2,13	1,95	+ 9,23
$(\text{MgSO}_4 + \text{MgCl}_2) : \text{B}_2\text{O}_3$	1,59	1,54	+ 3,25
$\text{CaSO}_4 : (\text{MgSO}_4 + \text{MgCl}_2)$	1,34	1,26	+ 6,35

Из таблицы 3 видно, что фактические и теоретические соотношения солевых составляющих борно-калийных солей почти совпадают. Отклонения фактических солевых составляющих от теоретических изменяются от +3,25 до +9,23 в относительных процентах.

Таким образом, полностью подтверждается закон треугольника по материалам Индерского месторождения.

Сатимولينское месторождение.

По массовым полным химическим анализам (388) Сатимولينского месторождения борно-калийных солей среднее содержание составляют в %:

B_2O_3 – 5,13, $CaSO_4$ – 10,47, $(MgSO_4 + MgCl_2)$ – 8,42 (вершины треугольника).

Результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4. Сравнение фактических и теоретических соотношений солевых составляющих борно-калийных солей Сатимولينского месторождения

Соотношение солей	Значение в единицах		Отклонение фактических от теоретических, в %
	Фактические	Теоретические	
$CaSO_4 : B_2O_3$	2,08	1,95	+ 6,66
$(MgSO_4 + MgCl_2) : B_2O_3$	1,64	1,54	+ 6,49
$CaSO_4 : (MgSO_4 + MgCl_2)$	1,27	1,26	+ 0,79

Из таблицы 4 видно, что фактические и теоретические соотношения солевых составляющих борно-калийных солей почти совпадают. Отклонения фактических солевых составляющих от теоретических изменяются от +0,79 до +6,66 в относительных процентах.

Таким образом, полностью подтверждается закон треугольника по материалам Сатимولينского месторождения.

Челкарское месторождение

Калийные и борно-калийные соли Челкарского месторождения характеризуются сложными литологическими составами. Продуктивные породы в основном полиминеральные.

По массовым полным химическим анализам (222) Челкарского месторождения борно-калийных солей среднее содержание составляют в %: B_2O_3 – 4,34, $CaSO_4$ – 9,14, $(MgSO_4 + MgCl_2)$ – 7,19 (вершины треугольника) и результаты данных представлены в таблице 5.

Таблица 5. Сравнение фактических и теоретических соотношений солевых составляющих борно-калийных солей Челкарского месторождения

Соотношение солей	Значение в единицах		Отклонение фактических от теоретических, в %
	Фактические	Теоретические	
$CaSO_4 : B_2O_3$	2,10	1,95	+7,69
$(MgSO_4 + MgCl_2) : B_2O_3$	1,66	1,54	+7,79
$CaSO_4 : (MgSO_4 + MgCl_2)$	1,27	1,26	+0,79

Из таблицы 5 видно, что фактические и теоретические соотношения солевых составляющих борно-калийных солей почти совпадают. Отклонения фактических солевых составляющих от теоретических изменяются от +0,79 до +7,79 в относительных процентах.

Таким образом, полностью подтверждается закон треугольника и по материалам Челкарского месторождения.

Доказательство «закона треугольника» по сводным материалам Индерского,

Сатимولينского и Челкарского месторождений Центральной калийно-борной провинции представлены в таблице 6. По массовым полным химическим анализам (1609) борно-калийных солей среднее содержание составляют в %: B_2O_3 – 4,31, $CaSO_4$ – 9,07, $(MgSO_4 + MgCl_2)$ – 7,04 (вершины треугольника)

Таблица 6. Сравнение фактических и теоретических соотношений солевых составляющих борно-калийных солей Индерского, Сатимولينского и Челкарского месторождений, распространенных на огромные массы недр и залегающих на глубинах до 1300 метров

Соотношение солей	Значение в единицах		Отклонение фактических от теоретических, в %%
	Фактические	Теоретические	
$CaSO_4 : B_2O_3$	2,10	1,95	+7,69
$(MgSO_4 + MgCl_2) : B_2O_3$	1,63	1,54	+5,84
$CaSO_4 : (MgSO_4 + MgCl_2)$	1,29	1,26	+2,28

Из таблицы 6 видно, что фактические и теоретические соотношения солевых составляющих борно-калийных солей почти совпадают. Отклонения фактических солевых составляющих от теоретических изменяются от +2,28 до +7,69 в относительных процентах.

Таким образом, полностью подтверждается новый закон треугольника по фактическим материалам Индерского, Сатимولينского и Челкарского месторождений Центральной калийно-борной провинции.

Кроме того, установлена надежная корреляционная связь между B_2O_3 , $CaSO_4$ и $(MgSO_4 + MgCl_2)$.

Обработка материалов локальных площадей показала, что на некоторых участках соотношение солей магния, кальция и окиси бора выдерживается. Коэффициент корреляции (по 450 анализам) месторождения №99 Индерского купола между $(MgSO_4 + MgCl_2) / B_2O_3$ и $CaSO_4 / B_2O_3$ составляет 0,95. В этих же анализах коэффициент корреляции между $(MgSO_4 + MgCl_2)$ и $CaSO_4$ равен 0,99. Значение коэффициента корреляции данного участка между $(MgSO_4 + MgCl_2) / B_2O_3$ и $CaSO_4 / B_2O_3$ меняется по типам борных руд от 0,82 до 0,98, а в различных литологических: типах солей, вмещающих бораты, коэффициент корреляции колеблется от 0,88 до 0,99. В целом, по рядовым химическим анализам отдельных участков также устанавливается надежная корреляционная связь между окисью бора B_2O_3 и солями кальция $CaSO_4$ и магния $(MgSO_4 + MgCl_2)$.

Таким образом, научное открытие «Закон треугольника» гласит: «Промышленное месторождение бора совместно с калийными солями образуется в солеродном бассейне при нахождении окиси бора одновременно в строгих эквивалентных соотношениях с солью кальция ($CaSO_4$) и солями магния ($MgSO_4 + MgCl_2$)».

Кроме того, с точки зрения законов кристаллизации солей невозможно объяснить нахождение окиси бора в эквивалентных количествах одновременно с солями кальция и магния.

На следующем этапе нужно было выяснить причину закономерного нахождения окиси бора (B_2O_3) в строгой эквивалентной связи одновременно с солями кальция $CaSO_4$ и солями магния $(MgSO_4 + MgCl_2)$ совместно с калийными солями.

Было научное предположение, что установленная связь окиси бора с солями кальция и магния обусловлена особенностями первичного борного соединения, поступившего с вулканогенными продуктами в солеродный бассейн кунгурского яруса нижней перми. Для этой цели было проанализировано имеющиеся доступные материалы борных месторождений мира вулканогенно-осадочного происхождения.

Учитывая масштабы проявления (несколько сот км²) бора в борнокалийных солях,

которые образовались в результате испарения морских рассолов кунгурского яруса нижней перми за период 150-140 млн.лет назад (в течение 10 млн.лет), пришли к выводу, что имеются неизвестные в науке, неизученные в настоящее время первичные источники бора, при поступлении которых вулканогенными продуктами образовались богатые масштабные месторождения бора в пермском солеродном бассейне.

После длительного анализа возможных вариантов считаем, что первичным борным соединением, поступившим в солеродный бассейн совместно с вулканогенными продуктами, является сульфид бора $2B_2S_3$.

Обычно он в природе не встречается. Получают его путем синтеза соединений. Сульфид бора образуется при экстремальных условиях при высоких давлениях и температурах.

- $2B + 3S$ при $600^0\text{C} \rightarrow 2B_2S_3$
- $2B + 3H_2S$ при $800^0\text{C} \rightarrow 2B_2S_3 + 3H_2$
- $4B + 3CS_2$ при $930^0\text{C} \rightarrow 2B_2S_3 + 3C$

Из приведенных данных вытекает, что сульфид бора ($2B_2S_3$) образуется при температуре $600-930^0\text{C}$ при наличии серы, водорода и углерода. Такие условия были при вулканогенных процессах. На рисунке 1 представлено строение слоя в кристаллической решетке B_2S_3 .

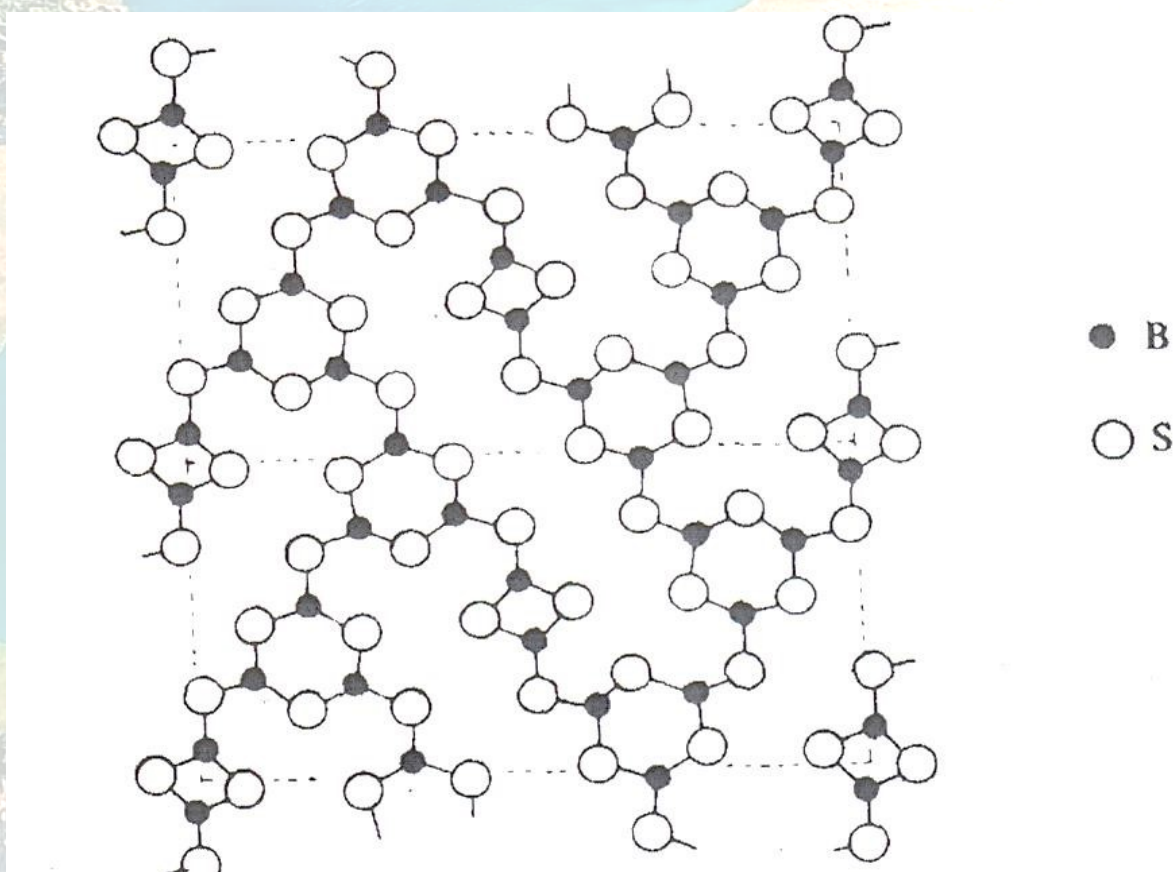


Рисунок 1- Строение слоя в кристаллической структуре B_2S_3

Кристаллический B_2S_3 построен из слоев, образованных 4-членными (B_2S_3) или 6-членными (B_2S_3) циклами, подобными молекулам $(BSSH)_2$ и $(BSSH)_3$. Эти циклы, связанные друг с другом посредством общих атомов серы, образуют более крупные кольца $B_{16}S_{16}$. Каждый атом бора образует три компланарные связи, средняя длина которых равна $1,81 \text{ \AA}$.

Интересными особенностями структуры являются очень короткие расстояния S-S в фрагменте B_2S_3 (2,88 Å, в то время как расстояние между слоями $\geq 3,8$ Å) и компактная форма циклов B_16S_{16} , что приводит к почти плотнейшей гексагональной упаковке атомов серы.

Свойства сульфида бора $2B_2S_3$ почти не исследованы. Соединение нерастворимо в большинстве растворителей.

В процессе преобразования первичного борного соединения $2B_2S_3$ в ходе кристаллизации солей в пермском солеродном бассейне связь между двумя молекулами бора не разрывается (сохраняется, при этом две молекулы бора представляют собой как бы одно целое число). Далее, в ходе кристаллизации солей одна молекула бора соединяется с солью кальция $CaSO_4$ (осадителем бора) в эквивалентных количествах, а другая молекула с солями магния $MgSO_4+MgCl_2$ (осадителем бора) в эквивалентных количествах. Это явление в конкретном случае является новым открытием в науке.

Впервые полученные данные по фундаментальным основам локализации образования промышленных месторождений бора в Центральной калийно-борной провинции имеют большое теоретическое значение и служат научной основой для поиска новых месторождений борно-калийных солей и боропроявлений в Прикаспийской впадине и других калиеносных зонах солеродных бассейнов Земли.

Полученные новые данные по локализации борных оруденений имеют большое практическое значение и способствуют:

- оценке перспектив отдельных участков территории борной провинции или других регионов на борное сырье; по каждой скважине или горной выработке по значению и постоянству $(MgSO_4+MgCl_2):B_2O_3$, $CaSO_4:B_2O_3$, $CaSO_4:(MgSO_4+MgCl_2)$ можно судить о перспективности конкретных участков соляных пород на бораты;

- распознаванию зон разубоживания галогенных боратов;

- установлению степени метаморфизации тех или иных участков бороносных пород;

- наиболее достоверной корреляции бороносных и «бывших» бороносных горизонтов между собой;

- восстановлению первоначальной морфологии залежей и возможности судить об условиях образования залежей конкретного месторождения; - правильной интерполяции и экстраполяции контуров при подсчетных операциях;

- наиболее оптимальному выбору направления поисковых, разведочных и эксплуатационно-разведочных работ при подземной разведке.

Главным критерием для оценки степени изменения химического, минералогического и литологического составов борно-калийных залежей могут служить сохранность в них эквивалентной связи между B_2O_3 , $CaSO_4$ и $(MgSO_4+MgCl_2)$. При этом может быть несколько вариантов нарушений их взаимосвязи.

- Эквивалентные соотношения между тремя ветвями B_2O_3 , $CaSO_4$ и $(MgSO_4+MgCl_2)$ в борно-калийных залежах сохранились. Мы их называем слабометаморфизованными породами.
- Нарушена магниевая ветвь $(MgSO_4+MgCl_2)$, а между двумя остальными ветвями B_2O_3 и $CaSO_4$ связь сохранилась.
- Нарушена кальциевая ветвь $CaSO_4$, а связь между двумя ветвями B_2O_3 и $MgSO_4+MgCl_2$ сохранилась, остается в первоначальных эквивалентных соотношениях.
- Нарушена борная ветвь B_2O_3 , связь между другими ветвями $CaSO_4$ и $(MgSO_4+MgCl_2)$ сохранилась в первоначальных эквивалентных соотношениях.

Из-за прогибания дна Прикаспийской впадины при естественном залегании борно-калийных и калийных солей они оказались бы только на глубинах 7-9 тысяч метров. Под давлением надсолевых отложений из-за пластичности соляных масс со временем борные оруденения были выжаты из недр к дневной поверхности земли. И они в настоящее время залегают на

глубинах 50-250 метров и ниже. Природа создала облегченный вариант их освоения.

Для обнаружения новых залежей боратов в древних солеродных бассейнах Земного шара необходимо руководствоваться новыми данными накопления и образования промышленных месторождений бора в Прикаспийском бороносном и калиеносном бассейне кунгурского яруса нижней перми.

При этом нужно учитывать:

- Наличие в разрезе солеродного бассейна калийных и калийномагниевого солей сульфатного и хлоридного составов: полигалита, кизерита, лангбейнита, сильвина, карналлита и бишофита.

- Подстилающими породами соляные отложения должны быть застывшие вулканические продукты – лавы.

- Постоянное поступление в солеродный бассейн по мере кристаллизации солей вулканических продуктов, в том числе высокотемпературного вулканогенного борного соединения сульфида бора

$2B_2S_3$ для обеспечения накапливания и осаждения боратов в солеродном бассейне.

Таким образом, благодаря многолетнему изучению Прикаспийской низменности академиком М.Диаровым и К.Камашевым были открыты и изучены ряд месторождений, в том числе Сатимолы. ТОО ИУ «Сатбор» продолжило разведку и завершило на куполе геологические работы с учетом государственным балансом запасов руд месторождения Сатимолы в ГКЗ РК. Месторождение Сатимолы стало первым калийным объектом в РК подготовленным к промышленному освоению и созданию калийной промышленности в стране.

Учитывая уникальность и масштабность проекта, в ближайшей перспективе на базе месторождения Сатимолы и Атырауского института нефти и газа планируется создание научно-исследовательского центра по изучению минеральных ресурсов Прикаспийской впадины, где будут продолжены исследования, начатые академиком М.Диаровым и К.Камашевым.

Список литературы

1. М.Д. Диаров, К.К.Камашев, Т.И. Касенов. Горно-химическое сырье месторождения Сатимолы. Бораты. Калийные соли. Атырауский институт нефти и газа. Алматы, 2021г., 358с.
2. М.Д. Диаров. Калиеносность галогенных формаций Прикаспийской впадины. М., Недра, 1974г., 129с.
3. А.Л. Яншин, М.А. Жарков. Фосфор и калий в природе. Новосибирск, Наука, Сибирское отделение, 1986г., 191с.
4. М.Д. Диаров. Разгаданная загадка «Фундаментальные основы накопления и образования промышленных месторождений бора с калийными солями солеродного бассейна». Атырау, 2019г, 40с.

G.Sh. Doskazieva, M.D.Bissengaliev, G.G. Abdehova, O.Sh.Tulegenova
Atyrau University of Oil and Gas named after S. Utebaev, Atyrau, Kazakhstan

RESEARCH OF CRITERIA FOR POLYMER FLOODING AND ITS EFFECTIVE APPLICATION IN THE FIELDS OF WESTERN KAZAKHSTAN

Abstract. The effectiveness of oil reservoir flooding systems, by applying advanced simulation technologies, largely depends on the quality of the testing site selection. While choosing the site it is necessary to make individual approach, guided by the methods for determining areas of effective application of technologies, which depend on the geological and physical characteristics of reservoir, the optimal technological parameters of well operation, as well as technical capabilities and economic feasibility.

To solve this problem, it is important to solve the task of developing new reagents that allows a significant increase in the oil recovery factor (ORF) in producing fields.

The article presents detailed laboratory studies on the selection of polymers; studies were carried out on a synthesized model of water. The preparation of selected polymers for laboratory studies was made as on models of synthesized water, and water delivered from the field.

Particular attention was paid to the chemical composition of the formation water, since the viscosity of the water is dependent on salinity. The formation water model was prepared based on the mass.

The «X» field was chosen to study criteria of polymer flooding and its effective application. The main properties of the polymer composition were studied for the conditions of the «X» and «Y» fields. [1, 2, 3, 4, 5, 6]

On the basis of laboratory studies, a technology was developed, and pilot tests were carried out on wells. From the all polymers studied for the «X» field, the most suitable in terms of high solubility and viscosity was the Flopaam 5115VHM polymer, and for the «Y» field: FP5205 VHM and FC 6725 polymers.

Key words: field, polymer, viscosity, permeability, reservoir pressure maintenance, displacement ratio.

1. Introduction

Polymer flooding is one of the highly effective methods of physical and chemical stimulation of a productive stratum. The method is well suited for oil extraction at various stages of field development with uneven permeability, as well as different in the properties and structure of reservoirs. The main property of polymers is water thickening, which leads to a decrease in the ratio of oil and water viscosities in the oil-bearing stratum and a reduction in water breakthrough conditions due to the difference in viscosities or heterogeneity of the formation [7, 8].

The polymer flooding technology has been successfully applied by Alstron TOO (limited liability partnership) at «Y» field since 2014. The polymer flooding project was launched on the basis of the project "Development of a polymer flooding project and laboratory research for polymer selection" carried out by TOO Research and development institute CaspiyMunayGas. Pilot tests were started on November 22, 2014. In September 2017, the project was expanded to cover the entire Block III of the second Neocomian horizon. The usage of the technology made it possible to obtain more than 60 thousand tons of additionally produced oil [1, 2, 3, 4, 5, 6].

In order to increase the efficiency of oil extraction, polymers were used at many facilities: in USA, Canada, Venezuela, Argentina, and Russia. China is the world leader in the application of polymer flooding technology. Polymers are used in fields with a water cut of 95%. This leads to an increase in the oil recovery factor of up to 10% [13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20].

The main method of artificial stimulation of the oil-bearing strata is waterflooding, and one

of the ways to increase its efficiency is the use of physical and chemical methods of stimulation by adding various components to the injected water that improves its oil-displacing properties. The result of the technology application is:

- redistribution of filtration flows over the area and section of the deposit site under development;
- containment of water breakthrough from injection wells into production wells;
- adding to the production of the hard-to-recover oil deposits from the areas with reduced permeability.

The main criteria for the selection of potential polymer flooding sites are:

- the satisfactory technical condition of operating wells (primarily, injection wells);
- the maximum density of the initial and current geological oil reserves;
- the energy state at the initial level or close to it;
- a rather long development period of the site with operating wells;
- a good injectivity of the injection well, without cracks in the formation;
- a formed nine-spot pattern with a small distance between the injection and production wells (+200 meters);
- a good hydrodynamic connection between injection and production wells;
- the location of sites in the crest of the oil-bearing deposit.

Taking into account the above criteria, polymer flooding was used at the «X» (M-II horizon) and «Y» (second Neocomian horizon) fields. The main geological and physical characteristics of production facilities in these fields are presented in Table 1.

Table 1. Initial geological and physical characteristics of the facilities selected for polymer injection

Parameters	«X», M-II	«Y», Neocom II
Average occurrence depth, m	258.7	942
Reservoir type	terrigenous	terrigenous
Porosity according to Geological Information System (GIS), unit fraction	0.36	0.303
Average oil saturation according to well logging, unit fraction	0.669	0.638
Core permeability, μm^2	0.748	0.526
Initial stratum temperature, $^{\circ}\text{C}$	19.8	39
Initial stratum pressure, MPa	1.82	9.18
Bubble point pressure, MPa	0.98	5.4
Oil viscosity in strata conditions, MPa*s	130	15.3
Oil density in strata conditions, g/cm^3	0.875	0.811
Density of oil in surface conditions, g/cm^3	0.908	0.895
Formation water viscosity, mPa*s	1.3	1.6
Formation water density, g/cm^3	1.12	1.092
Overall formation water salinity, g/l	135.6	141.5

2. Materials and Methods

For the formation pressure maintenance in the fields, the produced water is used, and the same water is used for the preparation of polymers for injection.

For analysis, samples were taken from the tank farm and studied in the oil, gas and water research laboratory of TOO Research and development institute Caspiy Munay Gas, the results of

which are shown in Table 2.

The selection of the polymer was based on 3 main parameters:

1. The formation temperature required for polymer selection must remain stable during the process of oil displacement in the formation;
2. Permeability value is necessary for a proper molecular weight selection in order to ensure high injectivity and to increase waterflooding coverage;
3. Mineralization of formation water used for injection is needed to consider different types of polymers and hydrolysis degree to avoid sticking of polymer chains in water, as well as increase viscosity.

Table 2. Results of water analysis for the waterflooding of the «X» and «Y» fields

Indicators	UoM	«X», M-II	«Y», Neocom II
Number of samples		1	1
Date of the sample arrival to the lab		March 11, 2014	February 24, 2014
Date of analysis		March 12, 2014	
Hydrocarbonate ion HCO_3^-	mg/L	256.00	232.00
Chloride-ion Cl^-	mg/L	83 437.00	83 437.00
Sulfate ion SO_4^{2-}	mg/L	absent	absent
(Sodium + potassium) ion $\text{Na}^+ + \text{K}^+$	mg/L	46 856.00	47 996.00
Calcium ion Ca^{2+}	mg/L	2906.00	2806.00
Magnesium ion Mg^{2+}	mg/L	2128.00	1581.00
Total mineralization	mg/L	135 583.00	136 052.00
Iodine I^-	mg/L	0.02	0.53
Bromine Br^-	mg/L	14.50	3.52
Total hardness	mg-eq/l	320.00	270.00
Total dissolved solids	mg/L	-	136 553.00
Petroleum products	mg/L	36.00	1.2
Mechanical impurity	mg/L	absent	absent
Hydrogen sulfide H_2S	mg/L	absent	absent
Density at 20°C	g/cm ³	1.0911	1.0920
Salinity	⁰ Be	12.3	12.4
pH	pH units	6.72	6.20

Taking into account all three parameters for the selected facilities for polymer injection, the main polymer composition was formed using Table 3 [9, 10, 11].

Table 3. Polymer Selection Guide

Form	Polymer type	Monomer	Polymer name	Parameters
------	--------------	---------	--------------	------------

1	2	3	4	5
Powder	Copolymer	Acrylamide - Sodium acrylate	Flopaam 3630S	T<80°C Medium hardness
	Copolymer After hydrolysis	Acrylamide - Sodium acrylate	Flopaam 6030S	T<75°C Low hardness
	Copolymer	Acrylamide - acrylamide tert-butyl sulfonate	Flopaam AN125SH	T<95°C Any level of mineralization
	Terpolymers	Acrylamide - Sodium acrylate - Acrylamide tert-butyl sulfonate	Flopaam 5205SH Flopaam 5115SH	T<90°C Any level of mineralization
	Associated polymers	Acrylamide - Sodium acrylate - Hydrophobic monomer	Superpusher C319	Relatively low rock permeability Medium hardness
	Terpolymers	Acrylamide - Acrylamide tert-butyl sulfonate - N-vinylpyrrolidone	Flopaam SAV225	T<140°C Any level of mineralization
Oil/water liquid emulsion	Copolymers	Acrylamide - Sodium acrylate	Flopaam EM533	T<80°C Medium hardness

For polymer injection at the «X» field («X»), 2 types of polymer have been selected with 2 modifications:

1. Flopaam 5205SH and Flopaam 5205VHM: terpolymers of acrylamide, acrylic acid and acrylamide tert-butyl sulfonate;
2. Flopaam 5115SH and 5115VHM: higher content acrylamide terpolymers, acrylic acid and acrylamide tert-butyl sulfonate.

A number of polymers were chosen for the Z field («Y»):

1. Flopaam 3630S: copolymer of acrylamide and acrylic acid;
2. Flopaam 6030S: copolymer of acrylamide and acrylic acid, after hydrolysis;
3. Flopaam 5115VHM, Flopaam 5205SH and Flopaam 5205VHM: terpolymers of acrylamide, acrylic acid and acrylamide tert-butyl sulfonate;
4. Superpusher C1205: associated polymer (containing both hydrophobic and hydrophilic components);
5. FLOCOMB 6725: post-hydrolysis product with a specific salt-resistant monomer;
6. Flopaam AN110VHM: acrylamide copolymer and sulfonated monomer.

Laboratory work on the selection of polymers was carried out on a synthesized model of water. The preparation of the selected polymers for laboratory research was carried out both on models of synthesized water and water delivered from the field.

The formation water model was produced on the basis of the chemical composition of the formation water, using salt components (Table 4).

Particular attention was paid to the chemical composition of the formation water, since the viscosity of the water is dependent on salinity. The formation water model was prepared based on the mass.

Table 4. Amount of salts required for the formation water model

	Name of salts	«X», M-II	«Y», Neocom II
		g/L	
1	Sodium bicarbonate (NaHCO ₃)	0.352	0.319
2	Sodium carbonate (Na ₂ CO ₃)	-	-
3	Sodium bromide (NaBr)	0.019	0.005
4	Sodium sulfate (Na ₂ SO ₄)	-	-
5	Magnesium Chloride (MgCl ₂ * 6H ₂ O)	17.8	13.224
6	Calcium chloride (CaCl ₂)	8.047	7.77
7	Sodium chloride (NaCl)	118.857	121.786

The polymer most suitable for the field was selected according to the following parameters:

- Good solubility in formation water;
- Highest viscosity at a given concentration;
- Good stability;
- Economic parameters.

To select the desired polymer suiting the above parameters, it was necessary to test each polymer. After achieving good solubility, the second challenge is to obtain the required polymer viscosity.

The target viscosity is usually determined using the mobility ratio equation:

$$M = \frac{\lambda^H}{\lambda^b} = \frac{\mu^H / K^H}{\mu^b / \mu^B} \quad (1)$$

where λ , μ and k are mobility, viscosity and effective permeability, respectively, relative to the parameters of water and oil.

The polymer flooding process can be characterized in two ways. First, when the mobility ratio during waterflooding becomes unfavorable, the continuous injection can lead only to an insignificant increase of the sweep efficiency. Secondly, even with a favorable mobility ratio (when $M < 1$), in the case of formation heterogeneity, polymer flooding can be used to reduce water mobility in highly permeable strata in order to extract oil from low permeability strata.

In the «X» and «Y» fields, where oil viscosity is approximately 130 cP and 13.8 cP, respectively, the value of the mobility ratio is not favorable. From this it follows that an increase in water viscosity will improve the sweep efficiency of the formation.

The synthesized water was used to prepare stock solutions with a concentration of 10 000 ppm (parts per million). Then, depending on the formation temperature («X» M-II - 19 °C, «Y» Neocom II - 39 °C), studies were carried out to assess the viscosity as a function of polymer concentration. The viscosity was measured on a Brookfield viscometer with a spindle speed (UL) of 6 rpm (corresponding to a shear rate of 7.34 s⁻¹). After 2 hours of dissolution, regardless of the polymer used, no lump formation was observed; filtration to check the degree of hydration gave a positive result as well (Figure 1).

The plotted dependence of viscosity on concentration is shown in Figures 2 and 3.

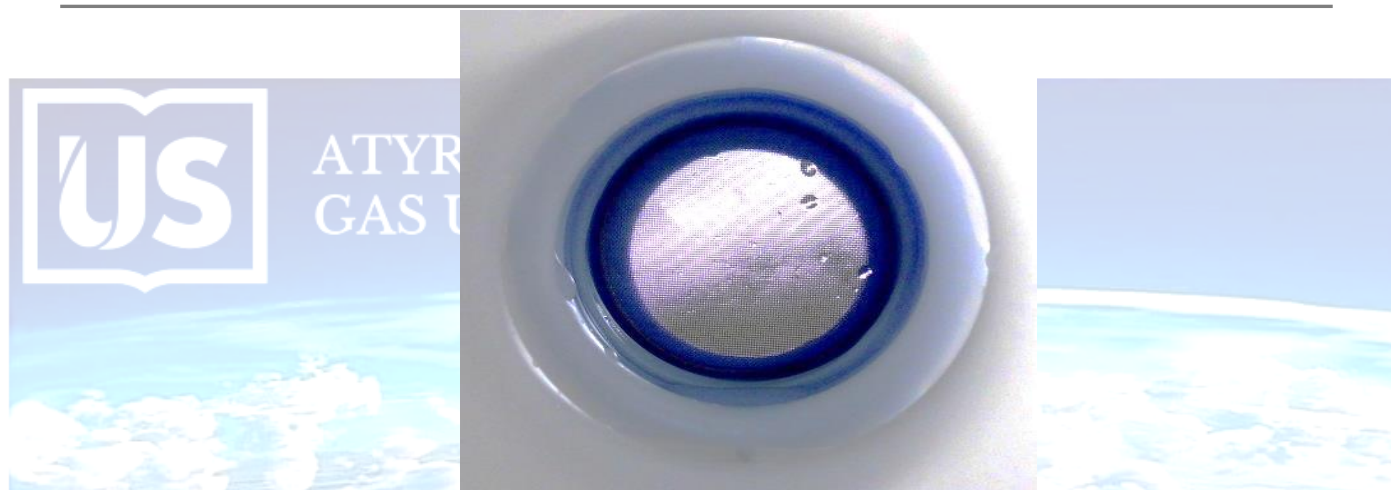


Figure 1. Residues of polymer after filtration

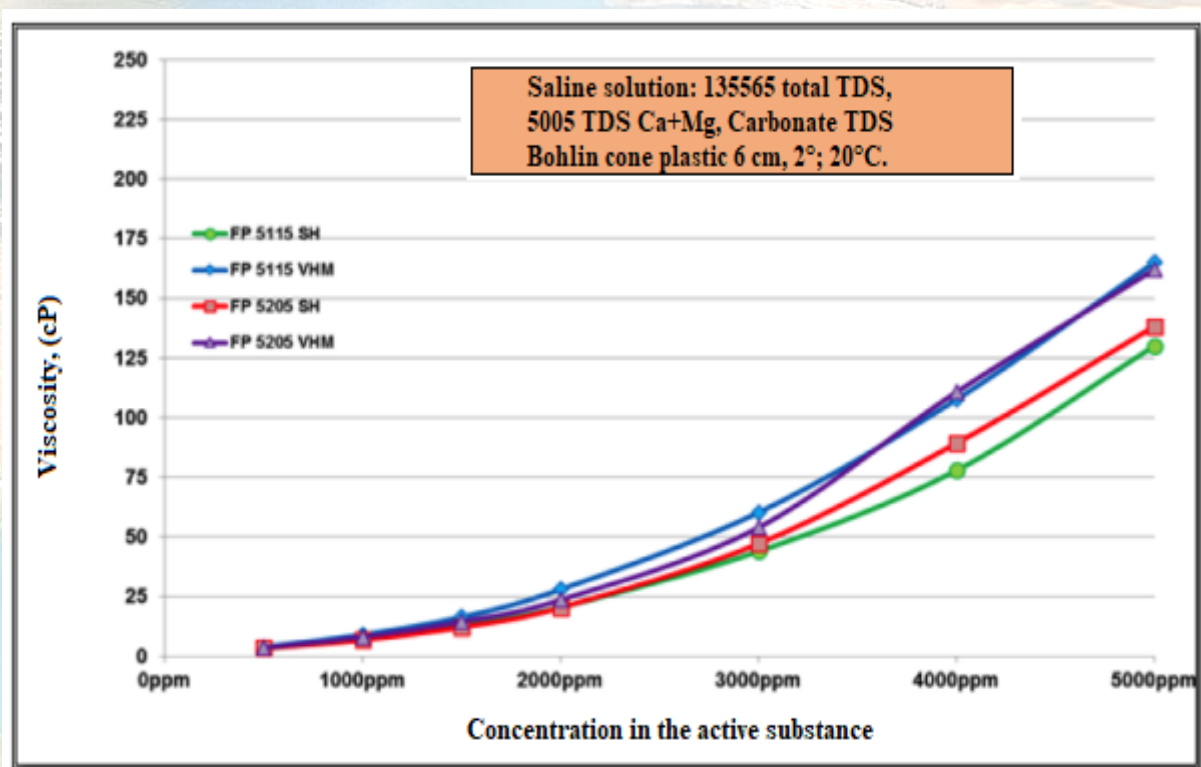


Figure.2. Viscosity of various polymers as a function of concentration in formation water of the «X» field at a temperature of 19°C

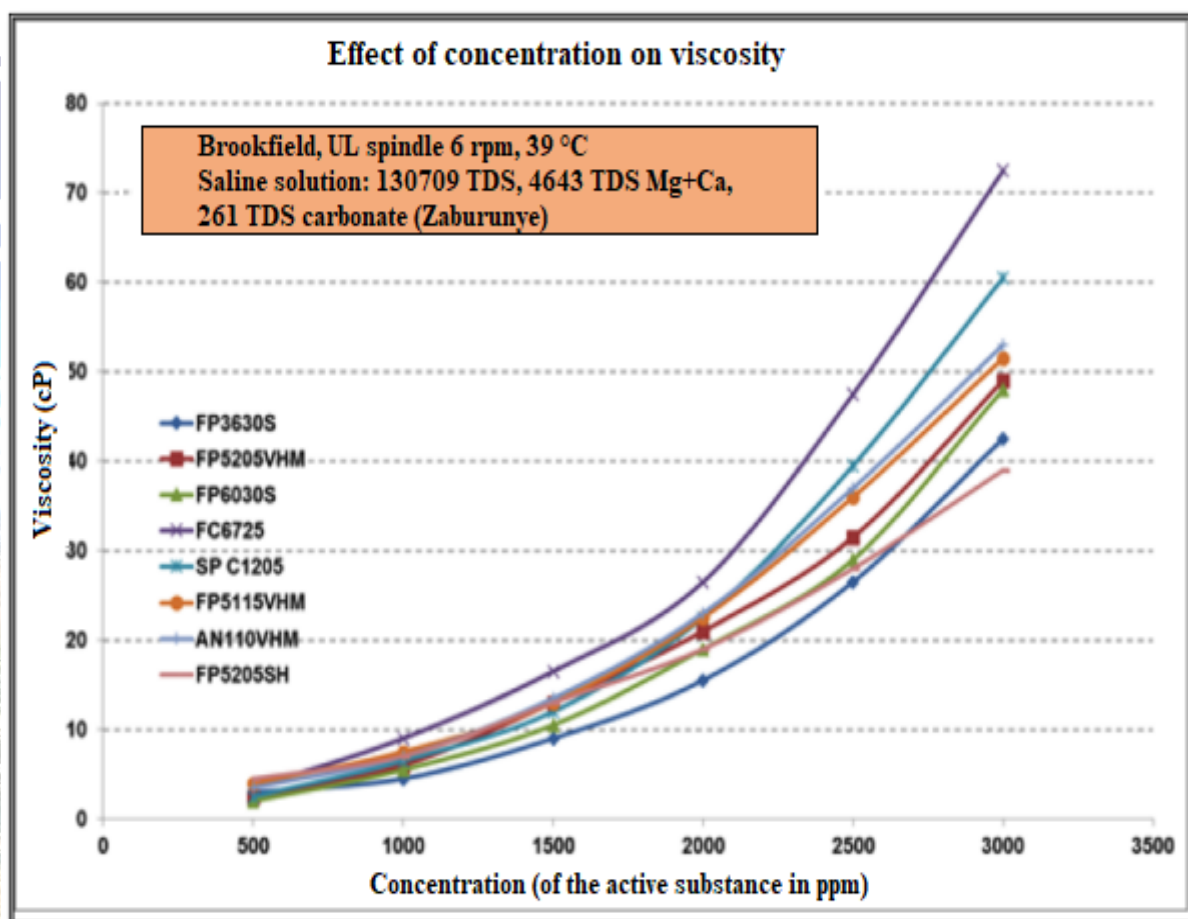


Figure 3. Viscosity of various polymers as a function of concentration in formation water of the «Y» field at a temperature of 39°C

Of all the polymers studied for the «X» field, the most suitable in terms of high solubility and viscosity values was Flopaam 5115VHM. This polymer produces the highest viscosity at 2000 ppm, which would be a good target value for this parameter.

The required concentration of active polymer should be determined on the basis of economic calculations.

For the «Y» Field, Flopaam 5205VHM and FLOCOMB 6725 were selected as suitable options. The required active polymer concentration is approximately 1500 ppm, which corresponds to a viscosity of 13 cP for Flopaam 5205VHM and 16.5 cP for FLOCOMB 6725.

FLOCOMB 6725 is a high molecular weight polymer and the target viscosity can be achieved at lower concentrations as can be seen in Figure 3.

3. Results

The final choice of polymers for the «X» and «Y» fields was based on the chemical and thermal stability of the molecule. All selected polymers have the characteristics corresponding to the conditions of the deposits. Table 5 shows the main characteristics of the selected polymers for their further application during injection.

Table 5. Characteristics of polymers selected for the «X» and «Y» fields

Polymer	FP5115 VHM
Batch	RG 2617/1-3
Ultra-low viscosity	6.3
Solids content	91.4%
Hydrolysis degree	20-30%
Molecular weight	15-17 * 10 ⁶ Yes
Content of undissolved substances	0.01%
Dissolution time	<2h
Residual monomer content	0.01%

Polymer	FP5205 VHM	FC6725
Batch	X 4372	FGR 2159-7
Ultra-low viscosity	6.15	7.16
Solids content	89.2%	89.28%
Hydrolysis degree	20-30%	20-30%
Molecular weight	14-16*10 ⁶ Yes	19-21*10 ⁶ Yes
Content of undissolved substances	0.02%	0.01%
Dissolution time	<2h	<2h
Residual monomer content	<0.1%	<0.1%

The dependence of the viscosity on the concentration of Flopaam 5115VHM, Flopaam 5205VHM and FLOCOMB 6725 is presented below in Table 6.

Table 6. The dependence of the viscosity on the concentration of Flopaam 5115VHM, Flopaam 5205VHM and FLOCOMB 6725

Concentration (ppm)	Viscosity, cP		
	FP5205VHM	FC6725	FP5115VHM
500	2.5	3.5	4
1000	6	9	9
1500	13	16.5	16
2000	21	26.5	28
2500	31.5	47.5	-
3000	49	72.5	60

To assess the efficiency of polymer injection, predictive calculations of field development indicators were carried out using empirical dependencies on the sites of wells No.1242-1244 and No.1225-1227-1229 of the «X» field [1, 4, 5].

For each site, 2 field development options were calculated. The start of polymer flooding was planned on April 01, 2019. All field development options had been predicted until March 31, 2024.

The first option is the basic one - development of the field without polymer flooding at the pilot site, taking into account the current amount of the operating fund of the site with water injection into injection wells.

The second option with polymer flooding of the development includes measures for polymer injection on the pilot site, taking into account the current amount of the operating fund of the site with polymer injection into injection wells.

To assess the effectiveness, an empirical development model was used as a baseline option,

selected from a set of displacement characteristics, collected before the experiment (for the period of the comparison base). Additional oil production is estimated as the difference between the actual volume of oil produced (or the predicted volume of oil produced during polymer flooding) and the amount of oil that could have been produced in the baseline development mode.

4. Discussion

General provisions for forecasting development options:

To predict the data, the existing 4-year experience of polymer flooding in the Mangistau region at the «Z» field was used, namely, the dynamics of water cut in wells No. 2041-2049 "West" to fill 9.5% of the pore volume.

The predicted daily volume of water injection for the baseline development case was taken as the average value of the daily injection during the approximation period (in the baseline period).

With increasing water injection, breakthroughs to production wells are likely. In the event of polymer flooding, such breakthroughs are unlikely.

The predicted daily volume of polymer solution injection was increased relative to the base case: for site No.1242-1244 in total by 37 m³/day; for site No.1225-1227-1229 in the amount of 56 m³/day.

The predicted fluid for the base case development was taken as the average value during the approximation period (base period), i.e. constant.

In the case of polymer flooding, the predicted fluid was increased relative to the baseline case by the amount of increased injection. At the same time, in the first 4 months of injection, a smooth increase in fluid was provided.

The calculation of the technological effect started from April 2019, i.e. from the beginning of polymer injection at the pilot site.

To prepare a polymer solution, it is necessary to use artesian low-mineralized water. The required polymer concentration is 2000 g/m³ providing a viscosity of 44 cP.

In order to increase the efficiency of the technology, it is necessary to change the concentration of the polymer solution from 2000 to 3000 g/m³ providing a viscosity of 95 cP. The duration of the injection of the high-viscosity solution will be 1 quarter annually.

The forecast of water cut during polymer flooding in wells Nos.1242-1244 was made based on the dynamics of the water cut in the "West" site of the «Z» field until the filling of 9.5% of the pore volume.

The actual water cut of the "West" site of the «Z» field is described by a logarithmic equation, and then the percentage change in water cut relative to the previous month is calculated. From the obtained dependence, the predicted water cut of wells Nos.1242-1244 was calculated, which was based on filling the pore space of the "West" section. Further, the water cut of wells Nos.1242-1244 is described by a polynomial of the 6th degree, in order to obtain the dependence of the dynamics of water cut on the filling of the pore space of wells Nos.1242-1244.

Obtaining an equation for predicting water cut during polymer flooding in wells Nos.1242-1244 is presented in the form of graphs in Figure (4,5,6).

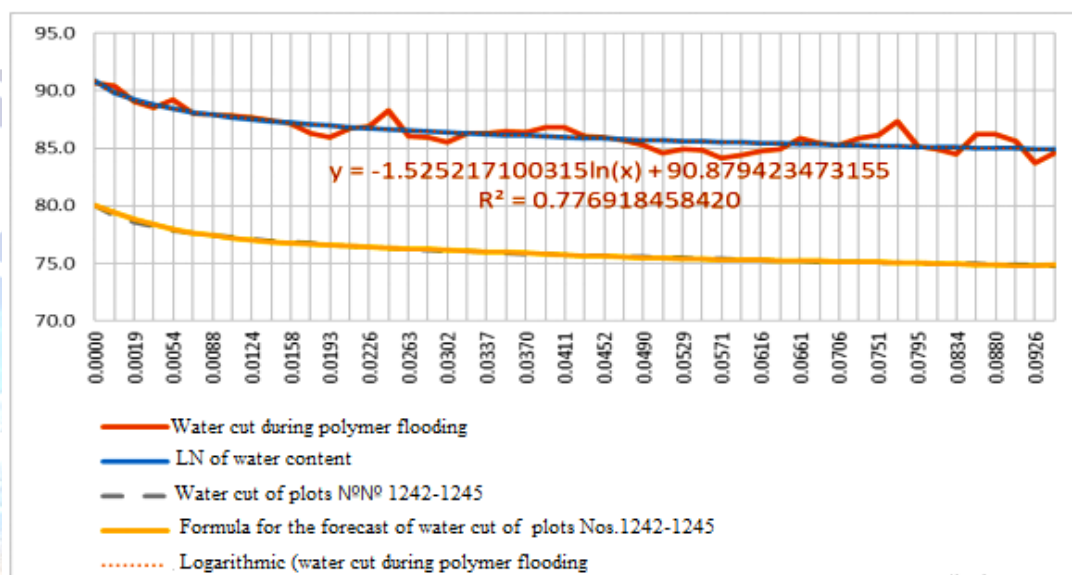


Figure 4. Obtaining an equation for predicting water cut during polymer flooding in wells Nos.1242-1244 («Z» field)

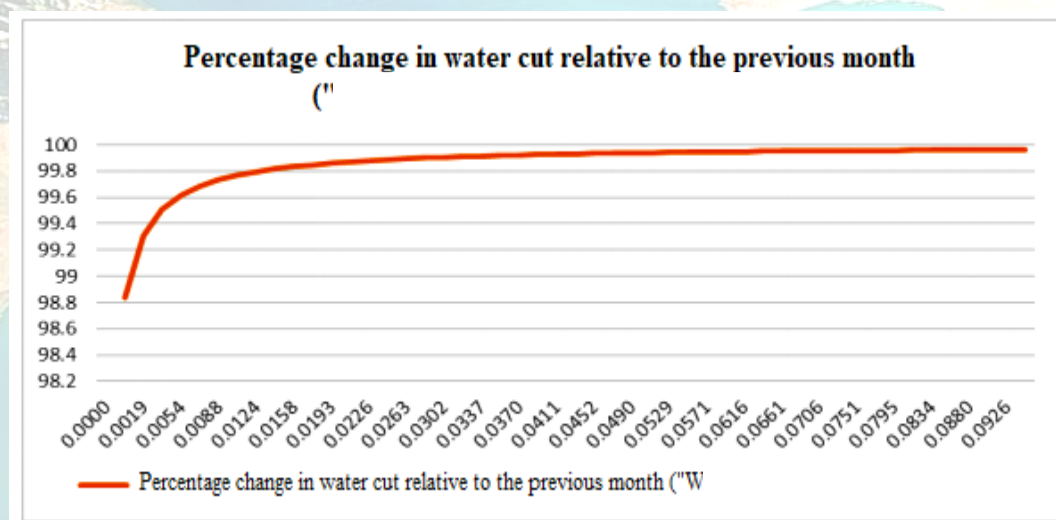


Figure 5. Obtaining an equation for predicting water cut during polymer flooding in wells Nos.1242-1244 («Z» field)

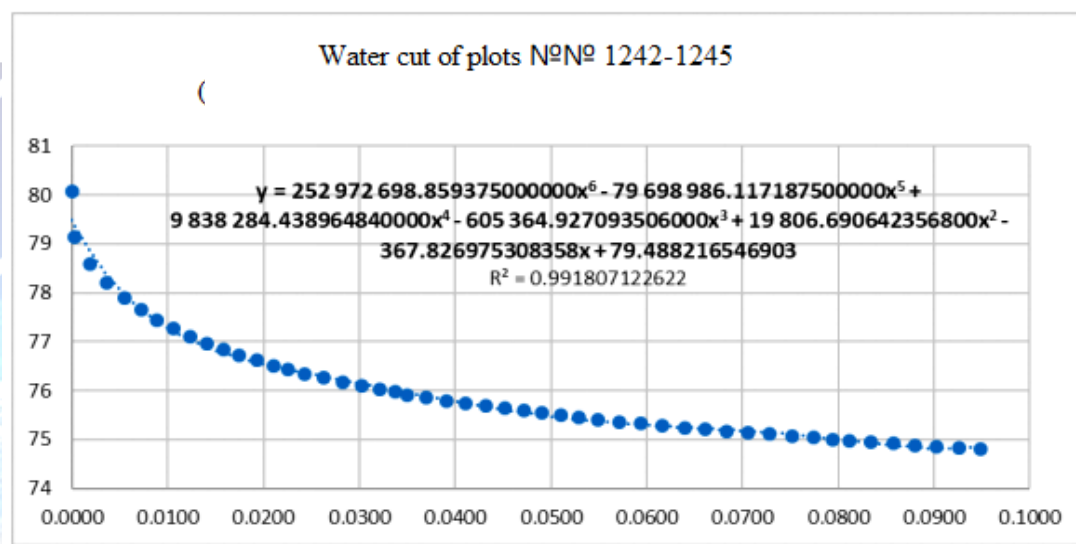


Figure 6. Obtaining an equation for predicting water cut during polymer flooding in wells Nos.1242-1244 («Z» field)

The forecast conditions for polymer flooding are as follows:

The polymer solution was injected into 2 operating injection wells No.1242 and 1244 starting from April 04, 2019 with a daily injection volume of 50 and 30 m³/day, respectively.

The filling of the pore volume with the existing injection volumes will be 4.9% by March 31, 2024.

The decrease in water cut will reach 75.5% by March 31, 2024. It is assumed that the water cut will decrease to 11.3% relative to the base water cut.

The predicted fluid is 3378.91 t/month + an increase in the daily production of 37 t/day.

Based on the above forecast conditions, graphs of liquid production, changes in water cut and oil production were built according to the baseline case and the case with polymer flooding with polymer injection into 2 wells depending on the filling of the pore space of the area (see Figures 7-8).

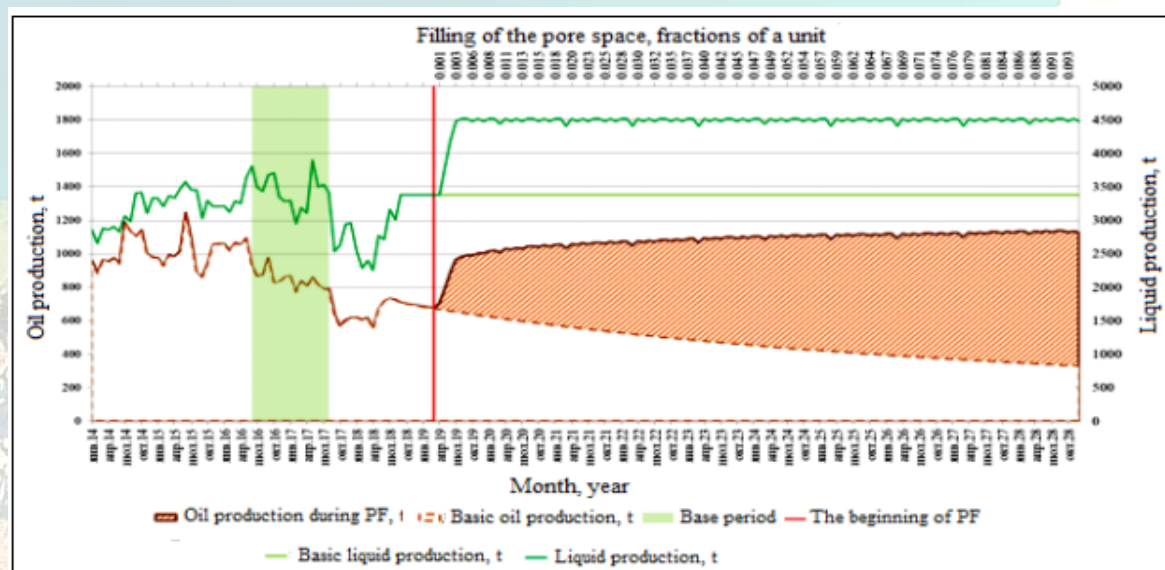


Figure 7. Forecast of liquid and oil production in the baseline case and the case with polymer flooding in wells Nos.1242-1244

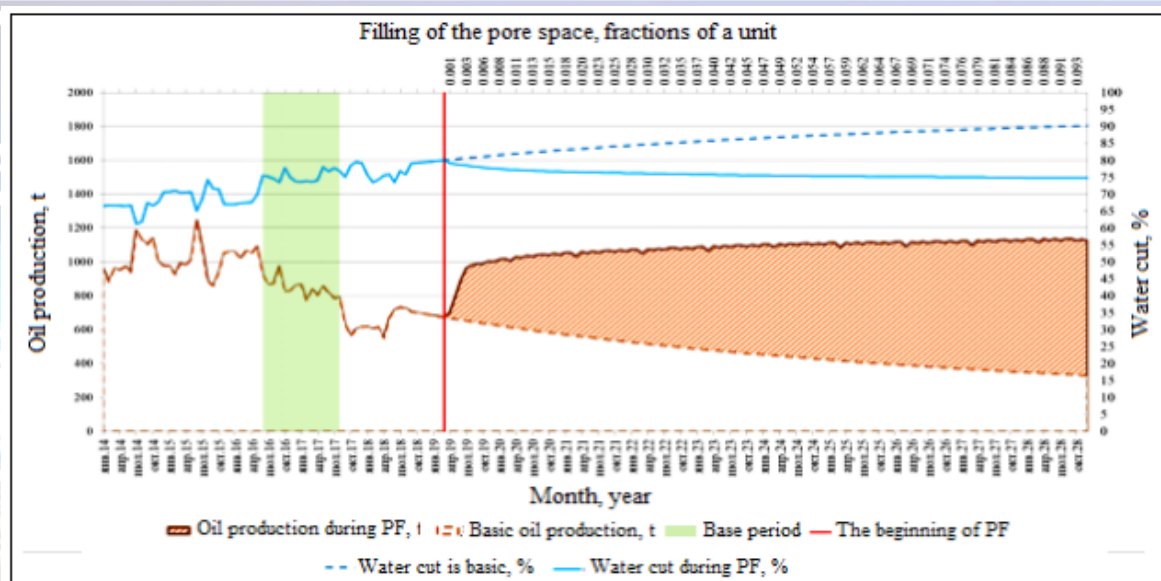


Figure 8. Dynamics of changes in water cut and oil production in the baseline case and the case with polymer flooding in wells Nos.1242-1244

Final results:

The forecasted cumulative additional oil production for the period from April 04,2019 to March 31, 2024 will be 29.959 thousand tons.

The oil recovery factor as of March 31, 2024 will be:

in case of polymer flooding - 8.3%;

in the baseline case - 7.05%;

the increase in oil recovery factor will be 1.25%.

Conclusion

The physicochemical characteristics of polymers have been studied for the implementation of polymer flooding technology in the «X» and «Y»; the effectiveness of the use of polymers in conditions of high salinity of formation and injected water has been proved.

One of the main tasks of these experiments is to estimate the displacement factor, and as the results show, depending on the reservoir properties of the rocks, the displacement factors while using polymers increase significantly.

The task of oil displacement by water and using selected polymers on models of core samples and their evaluation for further use on the selected sites of the field was achieved.

Acknowledgements

The authors express their gratitude to the employees of Caspian energy research TOO (LLP) and Caspiymunaigas research and development institute TOO (LLP) for the materials provided.

REFERENCES

1. Ali Ahmadi, Abbas Haksar Manshad, Jagar A. Ali, Stefan Iglauer, S. Mohammad Sajjadi, Alireza Keshawarz, Amir H. Mohammadi . A look at nanochemical enhancement of oil production from carbonate reservoirs using environmentally friendly nanomaterials. SAU Omega 2022, 7 (41)
2. Bissengaliev M.D. (2008). Experimental study of structural-mechanical properties of heavy oil. *Studia Universitatis Babes-Bolyai Chemia*.

3. Bissengaliev, M. D., Bayamirova, R. Y., & Togasheva, A. R. (2020). Experimental study of structural- mechanical properties of heavy oils. *Studia UBB Chemia*, 233–244.
4. Bissengaliev, M. D., & Bayamirova, R. Y. (2021). Investigation of structural and mechanical properties of oil-water emulsions of the Severny Buzachi deposit. *Scientific and Technical Journal of "Oilfield Business,"* 2.
5. Bissengaliev M.¹, Togasheva A.², Bayamirova R.², Zholbasarova A.². NEWS OF THE ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN, series of geology and technical sciences 3(453)May – June 2022
6. Camilo A. Franco, Carlos A. Franco, Richard D. Zabala, Etalo Bahamon, Angela Forero, Farid B. Cortez . Field applications of nanotechnology in the oil and gas industry: recent advances and perspectives. *Energy and Fuel* 2021, 35 (23),
7. Caspian energy research TOO (LLP). Calculation of oil and soluble gas reserves in oil of the East wing of «O» field (Central crest) dated September 01, 2008, Atyrau, 2009.
8. Chang, H.L., Zhang, Z.Q., Wang, Q.M., Xu, Z.S., Guo, Z.D., Sun, H.Q., Cao, X.L., Qiao, Q., 2006. Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the People's Republic of China. *JPT*, 58(2), 84–89.
9. Delamaide, E., Bazin, B., Rousseau, D., Degré, G., 2014. Chemical EOR for Heavy Oil: the Canadian Experience. SPE 169715 presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, Oman, 31 March–2 April 2014.
10. GOST 21 153.0-75- GOST 21153.7-75 Physical test methods. Sampling and general requirements for physical test methods.
11. GOST 21534-76. Oil. Method for determining the content of chloride salts.
12. GOST 26450.0-85 - Methods for determining reservoir properties. General requirements for sampling and preparation of samples for determining reservoir properties.
13. Gazizov, A.A. Enhanced oil recovery from heterogeneous strata at a late stage of development. Moscow: Nedra business center OOO (LLC), 2002. - 639p. 137
14. Gallyamov, M.N., Rakhimkulov, R.Sh. Improving the efficiency of oil wells operation at a late stage of field development. Moscow: Nedra publishers, 1978, 207 p. 25.
15. Grigorashenko, G.I., Zaitsev, Yu.V., Kukin, V.V., et al. The use of polymers in oil production. Moscow: Nedra publishers, 1978, p. 213.
16. Manyrin, V.N., Shvetsov, I.A. Physicochemical methods of increasing oil recovery during waterflooding. Samara, 2002 . - 392 p.
17. Mbega Ramadhani Ngata, Baolin Yang, Mohammed Dahiru Aminu, Rafael Iddfonse, Atumani Omari, Mbaruk Shaame, Edwin E. Nyakilla, Imani Asukile Mwakateba, Grant Charles Mwakipunda, David Yanyi-Akofour . A review of advances in the application of nanotechnology to formation damage control. *Energy and Fuels* 2022, 36 (1), 80-97.
18. Report of Giprovostokneft OAO (JSC) under contract No.2848/49-17 dated September 20, 2005. "Author supervision over the implementation of the technological scheme for the development of the field («X»)", Samara, 2006.
19. Report of Caspian energy research TOO (LLP) "Y", Atyrau 2010
20. Report of Caspian energy research TOO (LLP) "Recalculation of oil and gas reserves of the «Y»", Atyrau 2009
21. Report of Caspiymunaigas research and development institute TOO (LLP) under contract No.241-113-58/DGR dated February 24, 2017 "Analysis of the development of the «X» field", Atyrau, 2017. - 371 p.
22. Report of Caspiymunaigas research and development institute TOO (LLP) "Analysis of the development of the «Y» field", Atyrau, 2016. - 265 p.
23. Surguchev, M.L. Secondary and tertiary methods for enhanced oil recovery. Moscow: Nedra publishers, 1985, 308 p.
24. Surguchev, M.L. Methods of residual oil extraction /M.L. Surguchev, A.T. Gorbunov, D.P. Zabrodin et al. Moscow: Nedra, 1991. - 347 p.
25. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z., 2015. Half-Century of Heavy Oil Polymer

Flooding from Laboratory Core Floods to Pilot Tests and Field Applications». Paper SPE-174402-MS Canada Heavy Oil Technical Conference, 9-11 June 2015, Calgary, Alberta, Canada.

26. Saba Ranjbar, Nahid Sarlak, Alimorad Rashidi . Development of green and sustainable carbon dot sensor-based nanofluids for enhanced oil recovery. Energy and Fuel 2022, 36 (19), 12126-12134

27. Saba Ranjbar , Nahid Sarlak , Alimorad Rashidi . Fluorescent labeled water and carbon dots derived from phenylenediamine as nanotracer without enhanced oil recovery equipment. Journal of Colloid and Interface Science 2022,

28. Wang, D., Han, P., Shao, Z., Weihong, H., Seright, R.S., 2008. Sweep improvement options for the Daqing oil field. SPE Reservoir Eval. Eng., vol. 11, issue 01, February, 18–26.

Г. Ш. Досказиева, М.Д. Бисенгалиев, Г.Г. Абдешова, О.Ш. Тулегенова
С.Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Қазақстан, Атырау
E-mail: maks_bisengali@mail.ru

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН КЕН ОРЫНДАРЫНДА ПОЛИМЕРЛІ СУЛАНДЫРУ ЖӘНЕ ОНЫ ТИІМДІ ҚОЛДАНУДЫҢ КРИТЕРИЙН ЗЕРТТЕУ

Андатпа. Қабатқа әсер етудің озық технологияларын қолдану арқылы мұнай қабаттарын суландыру жүйесінің тиімділігі көбінесе учаскелерді таңдау сапасына байланысты. Таңдау кезінде әр учаскеге жеке-жеке қарау керек, ең алдымен өнімді қабаттардың геология-физикалық сипаттамаларымен, ұңғымалар жұмысының тиімді технологиялық параметрлерімен, сондай-ақ техникалық мүмкіндіктері мен экономикалық орындылығымен анықталатын технологияны тиімді қолдану салаларын анықтайтын әдістемені басшылыққа алу керек.

Бұл мәселені шешу үшін қазірдің өзінде игеріліп жатқан кен орындарында мұнай алу коэффициентін (МАК) едәуір арттыруға мүмкіндік беретін жаңа реагенттерді әзірлеу міндеттері өзекті болып табылады.

Мақалада полимерлерді таңдау бойынша егжей-тегжейлі зертханалық зерттеулер, сондай-ақ синтезделген су моделінде жұмыстар жүргізілді. Таңдалған полимерлерді зертханалық зерттеулерге дайындау кен орнынан жеткізілген синтезделген су модельдерінде де жасалды.

Қабат суының химиялық құрамына ерекше назар аударылады, өйткені судың тұтқырлығы минералдануға тәуелді. Қабат суының моделін дайындау масса негізінде дайындалды.

Полимерлі суландыру критерийлері зерттеліп, оның тиімді қолданылуына "Х" кен орындары таңдалды. «Х» және «У» кен орындарының жағдайлары үшін композицияның негізгі қасиеттері зерттелді. [1,2,3,4,5,6]

Зертханалық зерттеулер негізінде ұңғымаларда жүргізілген технология, тәжірибелік-өнеркәсіптік сынақтар әзірленді. «Х» кен орны үшін зерттелген полимерлердің ішінде ерігіштігі мен тұтқырлығының жоғары көрсеткіштері бойынша Floraam 5115VNM полимері, «У» кен орны үшін FP 5205 VNM және FC 6725 полимерлері ең қолайлы болып табылды.

Түйінді сөздер: кен орны, полимер, тұтқырлық, өткізгіштік, қабат қысымын ұстау, ығыстыру коэффициенті.

Г. Ш. Досказиева, М.Д. Бисенгалиев, Г.Г. Абдешова, О.Ш. Тулегенова
Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, Атырау, Казахстан
E-mail: maks_bisengali@mail.ru

ИССЛЕДОВАНИЕ КРИТЕРИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И ЕГО ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

Аннотация. Эффективности системы заводнения нефтяных пластов путем применения передовых технологий воздействия во многом зависит от качества выбора участков. При выборе необходимо к каждому из участков подходить индивидуально, руководствуясь прежде всего методикой с определением областей эффективного применения технологии, которые определяются геолого-физическими характеристиками продуктивных пластов, оптимальными технологическими параметрами работы скважин, а также техническими возможностями и экономической

целесообразностью. Для решения данной проблемы актуальными являются задачи разработки новых реагентов, позволяющих значительно увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) на уже разрабатываемых месторождениях. В статье приведены подробные лабораторные исследования по подбору полимеров, а также проводились работы на синтезированной модели воды. Подготовка выбранных полимеров для лабораторных исследований изготавливались как на моделях синтезированной воды, доставленной с месторождения. Особое внимание уделялся химическому составу пластовой воды, так как вязкость воды является зависимой от минерализации. Подготовка модели пластовой воды приготавливалась исходя из массы. Было изучено критерии полимерного заводнение и его эффективного применение было выбрано месторождения «Х». Изучено основных свойств композиции для условий месторождений «Х» и «У» . [1,2,3,4,5,6] На основании лабораторных исследований разработана технология, опытно-промышленные испытания, которой были проведены на скважинах. Из исследованных полимеров для месторождения «Х» наиболее подходящим по высоким показателям растворимости и вязкости оказался полимер Flopaam 5115VHM, для месторождения «У» –полимеры FP5205 VHM и FC 6725.

Ключевые слова: месторождение, полимер, вязкость, проницаемость, поддержание пластового давления, коэффициент вытеснения.

Fuad Veliyev, Aida Aslanova

Department of Petroleum Engineering Baku Higher Oil School,
Baku, Azerbaijan,
e-mail: fuadveliev@hotmail.com, aida.soltanova@bhos.edu.az

ABOUT THE NON-NEWTONIAN BEHAVIOUR OF FLUID FLOW IN MICRO-SLIT MODEL

Abstract. The rheophysical aspects of the non-Newtonian behavior of water during flow in thin channels are considered experimentally. Using the microchannel model it is established that the nonlinear rheological effect in the flow of water in micro-slits is mainly caused by the value of the electrokinetic potential of the system, by reducing of which it is possible to significantly weaken the non-Newtonian nature of the fluid. To regulate the electrokinetic potential, antistatic additives were used, the optimal concentration of which was established experimentally. Based on the Bingham model, rheological parameters of water flow were estimated at different micro-slit clearances, in the absence and presence of an antistatic additive. It is established that a reduction in the electrical potential leads to a significant decrease in the yield shear stress during the flow of water in the microchannel.

Keywords: antistatic additives, slit openness, electric double layer, streaming potential, microchannel

1. Introduction

Microfluidics or microhydrodynamics, which studies the movement of liquids in thin and ultrathin channels, is one of the relatively new scientific and technical areas of interest in various fields, including chemistry, biology, medicine, as well as oil production.

Currently, the development and operation of low-permeable hydrocarbon reservoirs is becoming an increasingly urgent task, and therefore, the study of the laws of fluid movement in subcapillary pores and microcracks is an urgent scientific and technical problem.

Despite the presence of numerous works, there are some problems in this area that require further study. According to the results of a number of experimental studies, a viscous liquid during flow in low-permeable reservoirs exhibits an anomalous non-Newtonian character, accompanied by a violation of the linearity of the filtration process, and, accordingly, Darcy's law [1-3]. It was revealed that [4], with a decrease in the openness of the gap in microcracks, starting from a certain

critical size, the viscous liquid (water or oil) exhibits a non-Newtonian character, with the manifestation of an initial pressure gradient and flow locking.

However, to date there is no consensus on the mechanism of these phenomena, although there are different approaches to explain the abnormal hydrodynamic behavior of viscous liquids during flow in a low-permeable porous medium and microcracks [5].

It has been experimentally established that [6], by regulating the electrokinetic potential of the system, it is possible to change the thermohydrodynamic characteristics of the flow in capillaries.

This research work presents the results of experimental work on the study of the role of electrokinetic potential in nonlinear effects during the flow of water in microchannels.

2. Experimental setup

The experimental setup mainly consisted of a microchannel model, a high-pressure balloon, and a thermostat. Tap water was used as the working fluid. The microchannel model with a length of 30 cm and a width of 4 cm was formed by two steel plates with a thickness of 1.8 cm installed in parallel. The size of the gap between the plates in the following text will be indicated as the openness of the slit h .

Plates made of steel grade 40X, had a surface hardness of 40-50 Rockwell units (Rockwell), after heat treatment with high frequency current. The inner surface of the plates was treated and sanded with a smoothness corresponding to the 10th category.

Flat microchannels of rectangular cross-section with a clearance of different openness (h) were obtained by installing the corresponding micron-thick non-wettable gaskets between the plates. The experiments were carried out at various values of h in the range of 10÷25 micrometers. To ensure the isothermality of the process, the model was placed completely in a thermobath connected to an ultrathermostat.

To determine the pressure drop, high-precision pressure gauges (with an error of 0.2-0.3%) were installed at the inlet and outlet of the model. The mass flow rate of the liquid was determined on electronic scales with an accuracy of 0.005 mg.

3. Results and discussion

Upon reaching a steady flow regime, at different values of the clearance openness (h) flow curves for tap water were plotted - $Q = Q(\Delta P)$, the dependence of the volumetric flow rate on the pressure drop, in the presence of atmospheric pressure at the outlet of the model.

To identify the hydraulic characteristics of the flow in micro-slits, on the basis of the obtained flow curves, the dependences between the shear stress and the average shear rate $\gamma = \dot{\gamma}(\tau)$ are revealed.

It is known that the volumetric flow rate of a liquid with a steady laminar flow between two stationary parallel plates is defined as $Q = bh^3\Delta P/12\mu L$, where, b , L and h , respectively, are the width, length and openness of a rectangular slit.

The values of γ and τ were determined as $\gamma = 6Q/bh^2$ and $\tau = \Delta Ph/2L$. The curves $\gamma = \dot{\gamma}(\tau)$ were approximated by the Bingham model, on the basis of which the rheological parameters of the liquid were estimated – the yield shear stress τ_0 and the apparent viscosity μ .

In Fig.1 the obtained curves $\gamma = \dot{\gamma}(\tau)$ for water are presented, for different values of h (15 μm , 20 μm and 25 μm), at a temperature 30^o C.

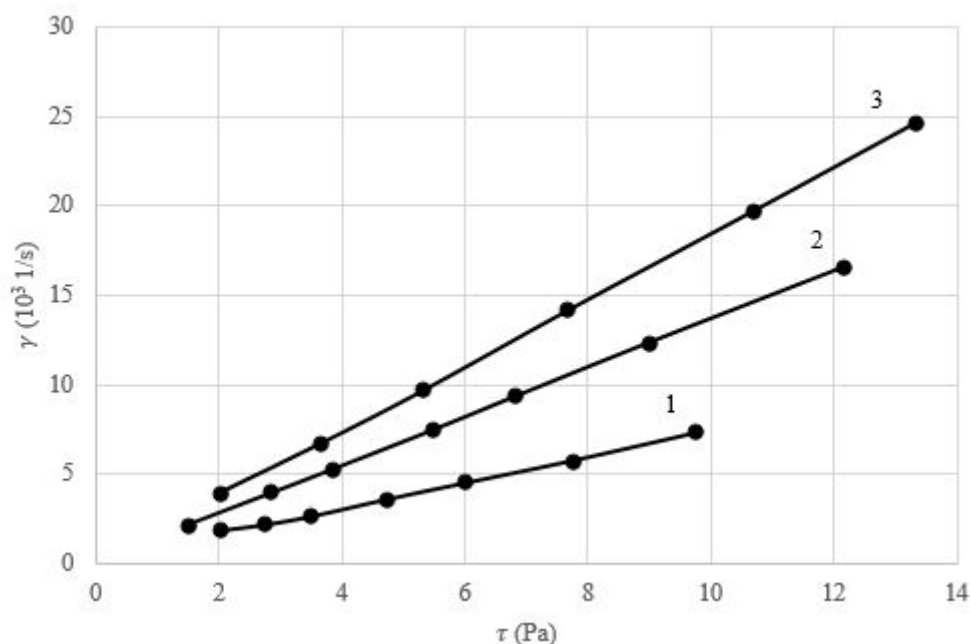


Fig. 1. $\gamma=\gamma(\tau)$ curves for water. 1-15 μm , 2-20 μm and 3-25 μm

It is established that the flow curves, related to the microchannels with an openness (h) more than 25 μm , are linear and correspond to the Newtonian model. However, at values $h < h_{cr} = 25 \mu\text{m}$, the flow becomes nonlinear – water behaves like a non-Newtonian fluid with some yield shear stress τ_0 characteristic for Bingham model. The non-Newtonian character of the water becomes more expressive with a decrease in the openness of the slit and the effect is maximally manifested at the lowest value of h (10 μm), in the range considered.

To regulate the electrokinetic potential of the flow, it was decided to use antistatic additives. The ND-12 reagent was used as an antistatic agent, which is usually used as a demulsifier in oilfield conditions.

At the beginning, to determine the optimal concentration of additives, measurements of the electrode potential of water were carried out using an electrostatic cell. As a cell a stainless steel glass with a platinum electrode installed coaxially into it was used. The second electrode was the body of the glass.

Drops of reagent were added to the water in the cell and the values of the electrode potential $\Delta\phi$ were taken at different concentrations.

Fig. 2 shows the dependence of the electrode potential $\Delta\phi$ on the concentration (%) of the antistatic reagent. As can be seen, this dependence is not monotonous and the minimum potential is achieved at very small addition of the reagent. At the beginning, with an increase in concentration, the potential decreases, however, having reached a minimum, begins to increase to a certain maximum value, after which it practically remains unchanged at higher values of the additive.

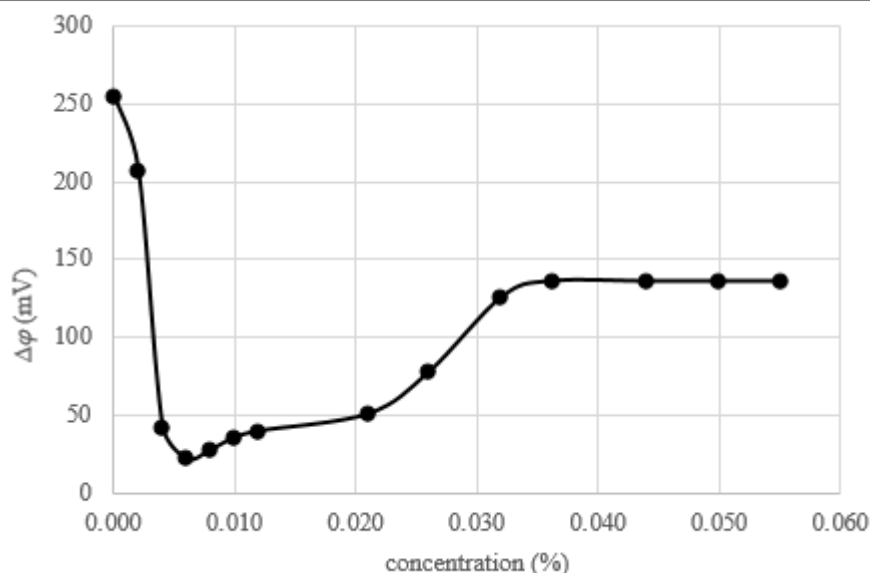


Fig. 2. The dependence of the electrode potential $\Delta\phi$ on the concentration (%) of the antistatic reagent

It was found that the optimal concentration value at which the minimum potential is reached is approximately 0.006% (60 ppm). At this value of the additive, a multiple (10-fold) decrease in the potential is observed. A further addition of the antistatic is accompanied by an increase in $\Delta\phi$ up to the certain value, which remains almost unchanged at concentrations greater than 0.04% (400 ppm).

In further experiments, the flow curves for water were again plotted for the same micro-slits, but with the presence of an antistatic additives.

Fig. 3 shows the $\gamma = \gamma(\tau)$ curves for water with an antistatic reagent, with an optimal concentration (60 ppm), for different values of the h , at temperature 30°C .

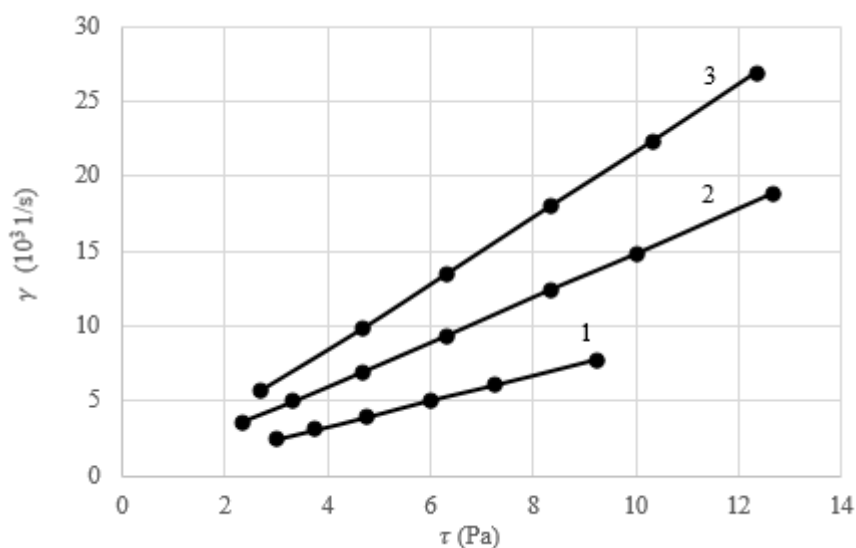


Fig. 3. $\gamma = \gamma(\tau)$ curves for water with an antistatic additive. 1-15 μm , 2-20 μm and 3-25 μm

The following important conclusions can be drawn from the comparison of curves represented in Figs. 3 and 1. The non-Newtonian character, manifested for water at $h=20\ \mu\text{m}$, practically, disappears in the presence of an additive and the flow becomes Newtonian. For slits with an openness $h=15\ \mu\text{m}$, a clear weakening of the non-Newtonian behavior is observed, with a significant decrease in the yield share stress, and accordingly, in hydraulic resistance.

It should be noted that for a higher concentration (400 ppm), the effect is less pronounced.

The plotting of flow curves for each case was accompanied, simultaneously, by the

measurement of the streaming potential $\Delta\phi$. The values of $\Delta\phi$, at $\Delta P = 10^5$ Pa, for various values of h , in the absence and presence of additives of two concentrations are shown in Fig. 4.

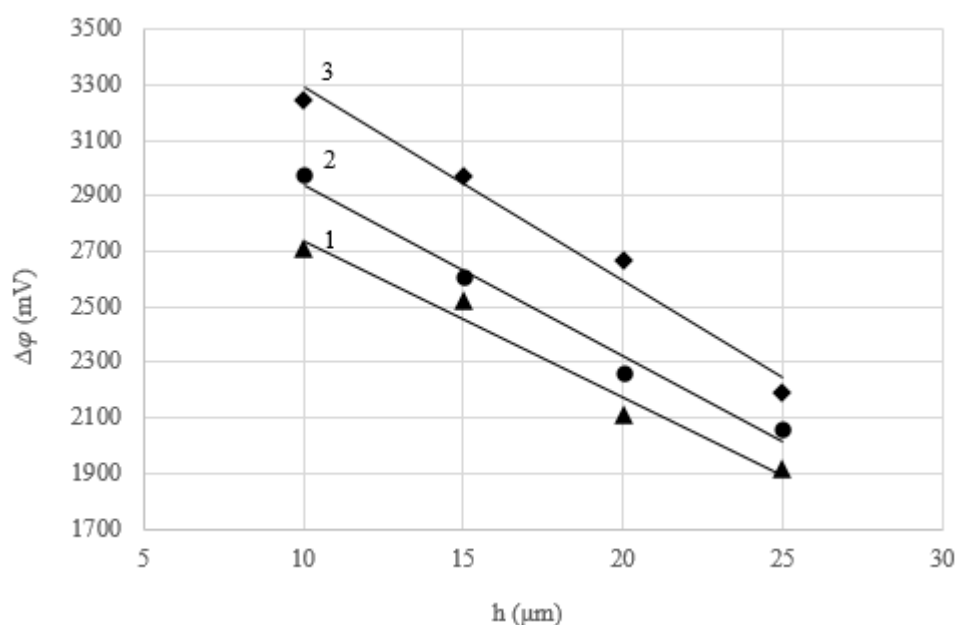


Fig. 4. The dependence of the $\Delta\phi$ on the value of the openness h . 1-water with an additive of 60 ppm, 2-water with an additive of 400 ppm, 3-water without an additive

As can be seen, in the flow of water containing additives of optimal concentration (60 ppm) the value of the streaming potential is significantly lower. It can also be seen that the effect is less pronounced for higher concentration (400 ppm).

4. Conclusion

The non-Newtonian behaviour of water flow in a microchannel of rectangular cross-section has been examined in this research work. The electrokinetic potential of the water system was regulated with the addition of antistatic reagent. The rheophysical properties of the flow in the presence and absence of the reagent were experimentally analyzed through the model. The experimental results indicate significant improvement in the flow parameters which shows compliance with the change of the electrokinetic potential of the system. It has also been established that a reduction in the electrical potential of the fluid flow with the presence of the antistatic additive leads to a significant decrease in the yield shear stress during the flow of water in the microchannel.

REFERENCES

1. Feng W, Giaeli G. The problem of non-Darcy flow at low velocity non fixed single medium, dual medium. Petroleum exploration and development. 1985; 50-58
2. Prada A., Civan F. Modification of Darcy's law for the threshold pressure gradient. Journal of petroleum science and engineering. 1999; 22(4):237-240.
3. Chen Yongming, Juan Zhou, Experimental demonstration of the non-Darcy phenomenon during low velocity flow through porous media. Journal of Chongqing University (Natural science edition). -2000; 1.
4. Mamedova MA.,Gurbanov RS. Investigation of the rheology of fluids in fractured and pore channels and determination of their openness. Journal of Engineering Physics and Thermophysics. 2015; 88(4):815-824
5. L.B Loeb, Static Electrification, Springer-Verlag, Berlin; 1958.
6. Veliyev FH. Study of electrification of hydraulic flows. Thematic collection of scientific works of AZINEFTEKHIM. 1984; 51-53.

7. Li, D.Q. Electrokinetics in Microfluidics; Elsevier; 2004
8. Wu J, Man Y. Low velocity non-Darcy percolation characteristics of low permeability reservoir of single-phase fluid. Journal of Daqing Petroleum Institute. 1999; 82-84.
9. B.A. Grigoriev, D.M. Orlov, N.V. Savchenko et al. Investigation of initial pressure gradients during filtration through low-permeability reservoir rocks. Vesti gazovoy nauki: Topical issues in the study of reservoir systems of hydrocarbon deposits. – М.: Gazprom VNIIGAZ, 2013; 1(12):119-125
10. V.A. Baikov, A.V. Kolonskikh, A.K. Makatov et al. Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Bulletin of OAO NK Rosneft-2013; 31(2):4-7

Л.В.Милосердова, К.И.Данцова, С.Ф.Хафизов

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПРИКАСПИЯ И ПЛАНЕТАРНАЯ ЛИНЕАМЕНТНАЯ СЕТЬ (ПЛАНЕТАРНАЯ ТРЕЩИНОВАТОСТЬ)

kristinadantsova@yandex.ru

При прогнозировании нефтегазоносности недр наряду с другими факторами необходимо учитывать планетарную сеть линеаментов различного размера. Планетарная линеаментная сеть один из важных факторов проявления дизъюнктивов от общепланетных до локальных.

1. Приливные и ротационные силы, сформировавшие планетарную систему линеаментов (планетарная трещиноватость) функционировали как в момент диагенеза горной породы, так и в течение всего периода ее существования, включая и время формирования залежи. Они активны и в настоящее время. Это объемные силы, действующие на каждый блок, каждое зерно, содержащееся каждой поре, слагающих горную породу. Ориентировка линеаментов планетарной сети – меридиональная, широтная, северо-восточная и северо-западная. Расстояния между однонаправленными линеаментами эквидистантны. Такая ориентировка характерна не только для Земли, но и для других планет. Линеаменты планетарной сети это, как правило дизъюнктивы различного генезиса – зоны трещиноватости, разломы или трещины – в зависимости от размера и масштаба изучения.

2. По периодическим линеаментам планетарной сети развивается гидросеть [М.А. Лобусев; А.В. Лобусев; А.В. Бочкарев; Ю.С. Якубовский. Разломно-блоковая концепция строения Антиповско- Балыклейского и Речного месторождений № 11 ноябрь 2018 ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. С. 24-33], формируются турбидитные потоки [Исказиев, С.В. Хафизов, Краткий обзор турбидитных комплексов пермского мегабассейна (Техас и Нью Мексико, США), с. 102)]. Эти явления влияют на локацию коллекторов.

3. В последствии линеаменты планетарной сети, являющаяся зонами повышенной проницаемости оказываются путями миграции, а узлы их пересечения – узлами наибольшей проницаемости недр.

4. Планетарная линеаментная сеть изучалась по космическим изображениям с помощью программы LESSA. Установлено, что большая часть известных месторождений углеводородов приурочена к узлам пересечения линеаментной сети. Особенно отчетливо это проявляется при дешифрировании тепловых космических снимков.

Д.К.Ажгалиев, М.К.Абилова, А.С.Жиенгалиев
НАО «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева»

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАСШИРЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРОРВИНСКОЙ ЗОНЫ ПОДНЯТИЙ

Аннотация. Приведено строение и структурный план Прорвинской зоны поднятий по мезозойскому комплексу отложений в южной части Прикаспийской впадины. Дана характеристика продуктивности месторождений данной зоны поднятий. Отдельно отмечены главные особенности нефтегазоносности и внутреннего строения резервуарной части разреза на примере основного месторождения С.Нуржанов.

Дана оценка дальнейших перспектив в проведении поисковых работ и детальных исследований на предмет обнаружения новых залежей углеводородов. В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Прорвинская зона поднятий характеризуется высокими товарными свойствами нефти и газа, значительным углеводородным потенциалом в отношении дополнительных объемов запасов в связи с достаточным фондом перспективных локальных структур, в т.ч. в акваториальной части на западном структурном продолжении зоны.

Ключевые слова: структура, месторождение С.Нуржанов, горизонт, ловушка, соляной купол, нефтегазоносность, комплекс, отложения.

Прорвинская зона поднятий выделена по надсолевому мезозойскому комплексу отложений в соответствии с нефтегазогеологическим районированием южной части Прикаспийской впадины (Воцалевский Э.С.; 2006 г.) [9]. Выделение основных зон нефтегазонакопления (далее – ЗНГН) учитывает, прежде всего, региональные структурно-тектонические особенности строения по VI, V и III отражающим горизонтам, приуроченность к определенной зоне в зависимости от степени интенсивности соляной тектоники, физико-химические характеристики пластовых флюидов (нефти, газа и воды) (рис. 1).

Прорвинская зона поднятий вытянута в широтном направлении, занимает наиболее крайнюю полосу на южном обрамлении Прикаспийской впадины (зона А, см. рис. 1). В региональном отношении в надсолевой толще выделяется Южно-Эмбинская моноклираль. С учетом прибрежной части солеродного бассейна разрез на данном участке характеризуется преимущественно пластовым залеганием соленосной толщи, вплоть до полного ее выклинивания. В данной полосе, как видно, пластовое залегание соли чередуется развитием отдельных соляных линз, подушек и др., т.е. соляных куполов рудиментарного слабо развитого типа, с учетом зональности кунгурского бассейна соленакопления [1, 2]. *Локальные поднятия выше по разрезу и при таком залегании сохраняют свой структурный план и замыкание «нечтормушенным» внешними и внутренними факторами, характеризуются стабильностью поступательного развития, менее подвержены влиянию разломной тектоники и возмозжному расформированию.*

Прорвинская зона объединяет в своем составе месторождения углеводородов С.Нуржанов, Морское, Досмухамбетовское, Актобе, Прорва Западная, Лебяжье, а также локальные структуры Морской Западный, Карасор Южный, Жалгызшагыл, Байтобетарал, Прорва Морская.

Литолого-стратиграфический разрез надсолевой толщи является типичным для районов южной части Прикаспийской впадины и представлен отложениями триаса, юры, мела и кайнозоя. Развитие данных комплексов характеризуется моноклиральным погружением и постепенным увеличением толщин в южном направлении. Диапазон продуктивности

включает до 7-ми нефтегазоносных горизонтов в триасе (нижний и верхний триас), порядка 2-7 горизонтов в юре (средняя и верхняя юра) и 2 горизонта в нижнем мелу [5].

Разрез триасовых отложений во многих случаях соответствует верхней стратиграфической последовательности триасового комплекса, которая, как известно, характеризуется на преобладающей территории юго-восточного обрамления Прикаспийского бассейна распространением сероцветных литолого-фациальных комплексов пород, высокоперспективных в нефтегазоносном отношении. В отдельных случаях выделена продуктивность нижнего и среднего триаса.

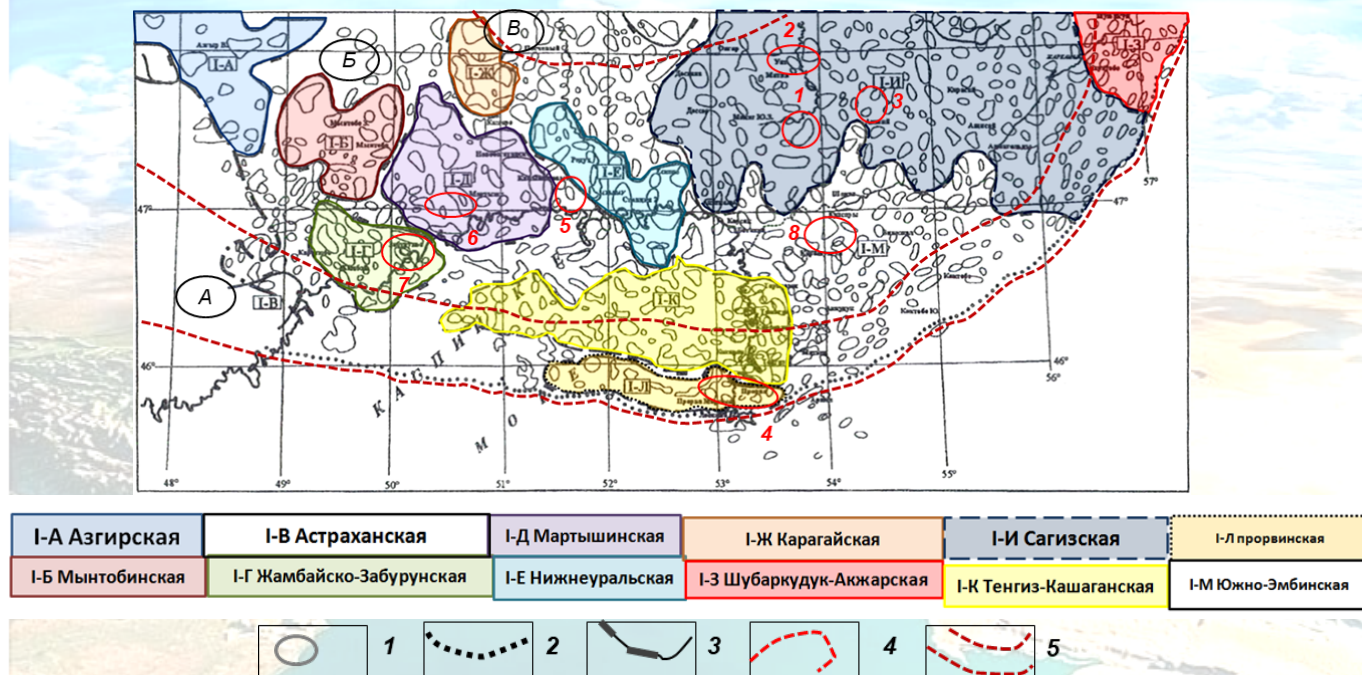


Рисунок 1 – Схема нефтегазогеологического районирования надсолевого комплекса юга Прикаспийской впадины (по Э.С. Воцалевскому, 2006 г.)

1 – контуры соляных куполов, 2 – южная граница распространения соли, 3 – контуры зон нефтегазонакопления (I-A – Азгирская, I-B – Мынтобинская, I-B – Астраханская, I-Г – Жамбайско-Забурунская, I-Д – Мартышинская, I-Е – Нижнеуральская, I-Ж – Карагайская, I-З – Шубаркудук-Акжарская, I-И – Сагизская, I-К – Тенгиз-Кашаганская, I-Л – Прорвинская, I-М – Южно-Эмбинская), 4 – месторождения УВ в надсолевом комплексе (1 – Макат Восточный, 2 – Уз, 3 – Кенбай, 4 – Прорва Западная и С.Нуржанов, 5 – Новобогатинск Западный, 6 – Жанаталап Восточный, 7 – Забурунь, 8 – Кульсары), 5 – границы округлых областей (поясов) различной интенсивности соляной тектоники (А – пластообразного залегания соли, небольшие соляные купола, Б – соляные купола и диапиры, В – гигантские по размерам купола и «оторванные» диапиры (соляные «ядра»))

В направлении на юг увеличивается глубина залегания триасовых и юрско-меловых продуктивных комплексов, характерны. В условиях более высоких темпов осадконакопления вполне следует ожидать увеличение масштабов продуктивности разреза. В районе далекой южной периферии Прорвинской зоны поднятий по триасу в разрезе структур Лебяжье и Мунайбай Восточный выделено 2 и 3 продуктивных горизонта, соответственно. При этом толщина продуктивных горизонтов в триасе достигает 22-40 м и более (рис. 2).

Необходимо отметить некоторые особенности флюидальных систем упомянутых месторождений нефти и газа. Для параметров пластовой и сепарированной нефти залежей характерно нехарактерное «обратное» утяжеление нефти и повышение вязкости с увеличением глубины залегания горизонтов. Так, нефть триасовых горизонтов более тяжелая и вязкая в сравнении с нефтью юрских продуктивных горизонтов, хотя такие параметры, как

содержание серы, смол и парафинов остаются сопоставимыми. Наряду с отложениями триаса и юры в разрезе площади С.Нуржанов выделена продуктивность валанжинского горизонта нижнего мела. Отдельно следует отметить появление сероводорода в составе нефти основного месторождения, что в косвенной мере свидетельствует о непосредственном контакте (каналы сообщения) с углеводородами в подсолевой толще (?). Полагаем, что данные особенности, характеризующие продуктивность месторождений Прорвинской зоны поднятий, встречаются не часто в оценке строения и нефтегазоносности надсолевых отложений Прикаспийской впадины. Такие факторы аномального характера являются достаточно уникальными и, одновременно, определяют круг первоочередных задач по определению геологических причин для объективной интерпретации данных особенностей в целях лучшего понимания и расшифровки глубинного строения рассматриваемой территории.

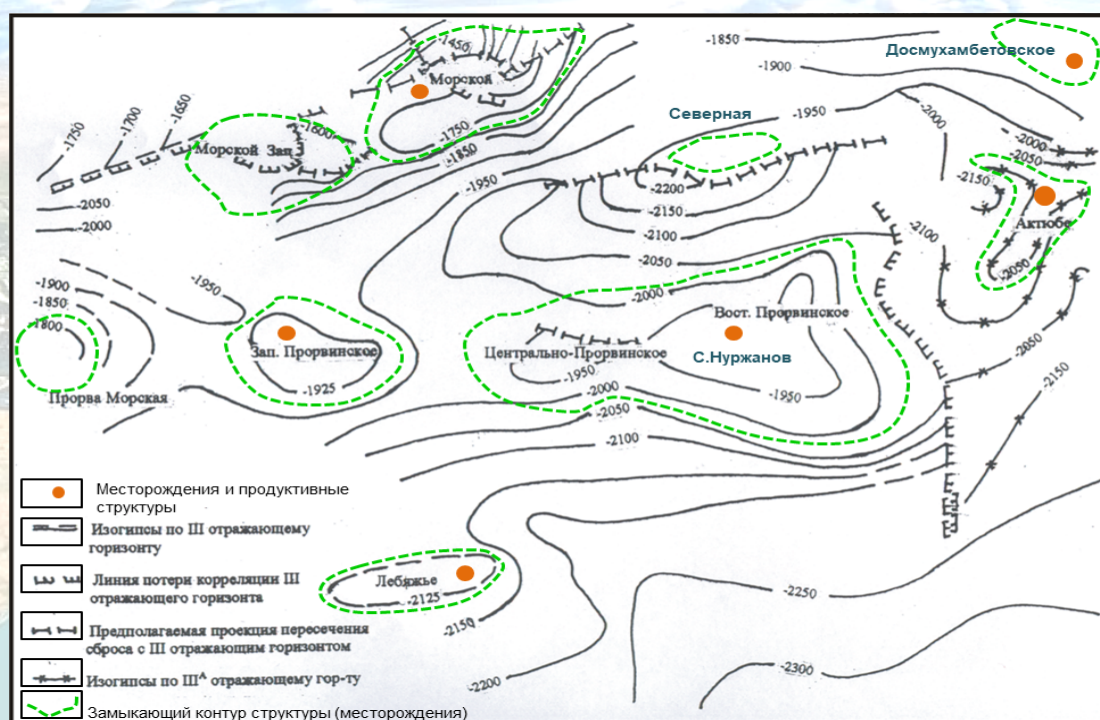


Рисунок 2 – Прорвинская зона поднятий по мезозойскому комплексу отложений (по данным АО «РД «КазМунайГаз», 2006 г.)

Основной углеводородный потенциал зоны по объему запасов и продуктивных горизонтов определяют месторождения С.Нуржанов (Прорва Центральная, Прорва Центральная Восточная), С.Нуржанов Северо-Западное крыло и Прорва Западная. По объему запасов и площади продуктивности, а также многопластовым характером строения резервуарной части выделяется месторождение С.Нуржанов (Прорва Центральная Восточная). По результатам поисковых работ (в разные годы пробурено более 300 скважин) в разрезе данной площади выявлено 10 нефтегазоносных горизонтов, в т.ч.: 5 горизонтов в юре (Ю-I, II, III, IV, V) и 5 горизонтов в триасе (Т-I, II, III, IV и V). В ряде случаев горизонты состоят из 2-х отдельных продуктивных пластов (объектов) [8].

По кровле триасового продуктивного горизонта Т-IV поднятие С.Нуржанов (Центральная Восточная Прорва) выделено в интервале глубин -3080-3240 м. Амплитуда триасовых ловушек составляет 60-120 м.

Результаты проведенных работ при очевидной высокой перспективности триасовых отложений позволяют сделать очень важный вывод, заключающийся в высоких потенциальных возможностях непосредственно самих продуктивных горизонтов в триасе,

которые не предполагались ранее и были продемонстрированы и отмечены в процессе испытания в колонне триасовых горизонтов (Т-IV и др.).

При получении отрицательных результатов при испытании в колонне после бурения в скважинах проводится гидравлический разрыв пласта (ГРП). В случаях, когда после ГРП приток УВ получить не удается (низкая пористость, плотная порода и др.), в скважину закачивается реагент – пропант [6]. Благодаря такому комплексу мероприятий существенно повышается эффективность опробования, снижается себестоимость строительства поисково-разведочных скважин. Производительность скважин повышается в 3-8 и более раз. Характеристика дебитов и время испытаний различных триасовых горизонтов по скважинам площади С.Нуржанов приведено ниже в таблице [8].

№	Скв	До проведения ГРП			После проведения ГРП		
		Инт., м	Qн, тн	Обводн., %	Инт., м	Qн, тн	Обводн., %
1.	359	3111-3133; 3192-3208; 3210-3212	5	1	3119-3126	44,3	2
2.	372	3110-3210	7	1	3108-3118	26,2	1
3.	370	3190-3210	2	1	3195-3205	14,7	12

Пористость пород-коллекторов триасовой толщи составляет 14-21 %. По данным НГК пористость составляет 22-27 %; глинистость составляет 11,5-22,0 %, нефтенасыщенность – 47-65 %. Эффективная толщина отдельных песчаных пропластков составляет 2,0-4,5 м [8].

Дополнительно к этому, наличие достаточного фонда выявленных локальных структур (Морской Западный, Карасор Южный, Жалгызшагыл, Байтобетарал, Прорва Морская) позволяет довольно высоко оценивать перспективы для постановки поисковых работ и обнаружения новых залежей нефти и газа (рис. 3). *Определенный практический интерес имеют вполне вероятные локальные объекты, которые следует ожидать в западном направлении на структурном «продолжении Прорвинской зоны поднятий в акваториальной части юга Прикаспийской впадины.*



Рисунок 3 – Схема структур и месторождений

(по данным АО «РД КазМунайГаз»; 2005 г.)

1 – выявленные структуры, 2 – месторождения в разработке, 3 – месторождение в разведке и оценке

С учетом особенностей структурного плана и характера соотношения поверхностей различных стратиграфических комплексов прогноз новых залежей нефти и газа связывается с ловушками сложного строения. Перспективные локальные объекты выделяются в сводовой части купола, развиты над соляными подушками и связаны с внедрением маломощных соляных тел. В некоторых случаях новые перспективы связываются с объектами стратиграфического и тектонического экранирования в присводовой части соляных куполов, приуроченными к соляным перешейкам между куполами. Иногда, ловушки нефти и газа приурочены к брахиантиклиналям в зонах относительно погруженных соляных тел и отдельных самостоятельных тектонических блоках.

Таким образом, учитывая характер нефтегазоносности основных месторождений,

углеводородный потенциал всей Прорвинской зоны поднятий (ЗНГН) представляется и остается все еще довольно высоким. Результаты опробования скважин и детального изучения фильтрационно-емкостных характеристик пород-коллекторов, особенностей нефтегазоносности Прорвинской зоны поднятий свидетельствуют о высокой перспективности на предмет выявления новых коммерчески привлекательных месторождений углеводородов.

Список литературы

1. Ажгалиев, Д.К., Каримов С.Г., Курметов Б.К., Балабаева У.Ш. Типичные модели строения залежей углеводородов в надсолевом комплексе Прикаспийского бассейна // Нефть и газ. – Алматы. – 2019. – № 6. – С.69-84.
2. Ажгалиев Д.К., Валиуллин Р.А., Исенов С.М., Габбасова А.К. Солянокупольная тектоника и нефтегазоносность восточного борта Прикаспийской впадины по данным геофизических методов исследований // Известия Уральского ГГУ. Екатеринбург. Перечень ВАК и РИНЦ. 2021. Вып.4 (64). С.15-19.
3. Волож Ю.А., Синельников А.В., Грошев В.Г. Стратиграфия мезозойско-кайнозойских отложений солянокупольного бассейна Прикаспийской впадины // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 1996. Том 4. № 4. С.101-108.
4. Воронов Г.В., Куантаев Н.Е. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности надсолевого комплекса южной части Прикаспийской впадины // Нефть и газ. 2019. № 5 (113). С.49-63.
5. Ескожа Б.А. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности триасового комплекса юга Прикаспийской впадины // Известия НАН РК. Серия геологическая. 2008. №4. С. 38-48.
6. Жолтаев Г.Ж. Научно-методическое сопровождение работ по доразведке месторождения С.Нуржанов. ТОО «Геодинамика и нефтегазовые технологии». Отчет. 2006. 43 с.
7. Кудранов А.У. Нижнетриасовый комплекс – основной нефтегазопромысловый объект в южном междуречье Урал-Волга / Тезисы докладов научно-технической конференции молодых ученых и специалистов (16-18 мая) «Методологические принципы прогноза, поисков и разведки нефти и газа». М. 1990. С.38-39.
8. Проект доразведки триасовых горизонтов на месторождении С.Нуржанов в Атырауской области РК. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч». Атырау. 2005. 62 с.
9. Воцалевский Э.С. О нефтегазоносном потенциале надсолевых отложений юга Прикаспийской впадины // Известия НАН РК Серия геологическая. 2006. № 3. С.35-42.

МРНТИ 52.47.15

ТЫНЫСЫ - 2023

Р.Н. Блгалиев

Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, Атырау, Казахстан
email: b.rafail22@aogu.edu.kz

АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЭРИРОВАННОГО ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Аннотация. В данной статье рассматриваются аэрированные буровые растворы и ряд преимуществ. Наиболее распространенный и эффективный способ – применение пен с использованием пенообразующих ПАВ. Пены эффективно используются при бурении скважин в твердых породах (известняках, доломитах), многолетнемерзлых породах,

пористых поглощающих горизонтах, при вскрытии продуктивных пластов, освоении и капитальном ремонте скважин.

Ключевые слова: аэрация раствора, дисперсные системы, пенообразующее ПАВ, эффект Бойкотта, газообразные флюиды, конвекционные потоки.

ВВЕДЕНИЕ

Проходка скважин сложного профиля с горизонтальным окончанием определяет возрастающие сложности при осуществлении бурового процесса, в частности при удалении шлама из горизонтального ствола, преодоление сил трения и иных сдерживающих процесс бурения факторов.

Данные проблемы являются крайне важными, так как усложняют процесс и в конечном счёте ограничивают возможности по проходке протяжённых горизонтальных интервалов стволов скважин.

Основными параметрами, влияющими на эффективность выноса шлама, являются следующие факторы: скорость потока раствора; зенитный угол скважины; диаметр ствола скважины; зазоры между бурильной колонной и стенками скважины; эксцентриситет бурильной колонны в скважине; плотность и вязкость бурового раствора; плотность частиц шлама; форма и размер частиц шлама; механическая скорость бурения.

Решающим фактором успешного строительства скважин с большими отклонениями от вертикали является качественная очистка ствола от выбуренной породы. Неудовлетворительная очистка может явиться причиной целого ряда осложнений: увеличение крутящего момента и прихват бурильной колонны; невозможность поддержания соответствующей нагрузки на долото; повышение плотности бурового раствора; кольматация приствольной зоны продуктивного пласта; образование уступов и внезапное изменение направления проводки ствола; трудности при спуске каротажных приборов и обсадных колонн; плохое качество цементирования.

Причиной плохой очистки являются особые гидродинамические условия транспорта шлама в стволе с большим отклонением от вертикали или горизонтали. Неравномерность распределения скоростей восходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве ННС и ГС затрудняет удаление осевшего шлама, где скорость потока минимальна. Оседающий шлам накапливается на нижней стенке в виде сплошного слоя или дюн, имеющих тенденцию к оползанию или лавинообразованию. Оползни и лавинообразное движение скопления шлама наблюдается не только в неподвижном буровом растворе, но и навстречу потоку циркулирующего раствора.

Оползни и лавины приводят к появлению конвекционных потоков, выталкивающих осветленную, более легкую часть бурового раствора вверх, а частицы шлама вниз, увеличивая в 3-5 раз скорость осаждения. Это явление называется эффектом Бойкотта. При возобновлении циркуляции раствора в результате эффекта Бойкотта шлам осаждается быстрее в динамических, чем статических условиях.

Целью магистерской статьи является показать индивидуальные особенности влияния бурового раствора при выносе разбуренной породы в наклонно-направленных и горизонтальных участках скважин при аэрации раствора на углеводородной основе или с добавлением химических и пенообразующих ПАВ и с необходимым включением структурообразователей.

Актуальность этих современных технологий очистки ствола ННС и ГС, а также вскрытие продуктивных горизонтов предусматривают такие буровые растворы, которые обладают вязкоупругими свойствами и пониженным статическим напряжением сдвига. Такими характеристиками вполне обладают аэрированные буровые растворы, если еще учесть новые технологии вскрытия с аномально-низким давлением продуктивных пластов на депрессии.

Выносная способность бурового раствора в горизонтальном стволе скважины

Гидродинамические процессы в горизонтальных участках скважин оказывают значительное влияние на процесс и результативность бурения. Это связано с тем, что условия очистки горизонтального ствола скважины от шлама значительно подвержены осложнениям.

На рисунке 1 представлены обобщенные данные теоретических и экспериментальных исследований влияния скорости потока бурового раствора и частоты вращения колонны бурительных труб на снижение концентрации шлама в растворе.

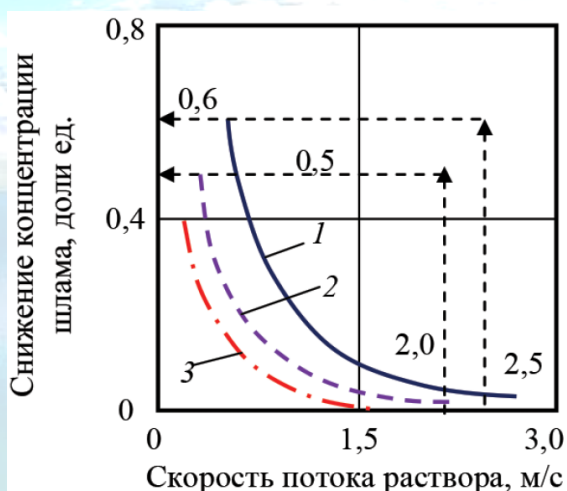


Рисунок 1. Влияние скорости потока и частоты вращения колонны на вынос шлама из горизонтальной скважины:

1 – частота вращения 0 мин^{-1} ; 2 – частота вращения 80 мин^{-1} ; 3 – частота вращения 120 мин^{-1}

Из графиков следует, что концентрация шлама в буровом растворе снижается по мере повышения, как скорости потока бурового раствора, так и частоты вращения бурительной колонны.

Так, при частоте вращения колонны 120 мин^{-1} и скорости потока $1,5 \text{ м/с}$ можно добиться практически полного выноса шлама из горизонтального ствола скважины.

Без вращения колонны (бурение забойным двигателем) очистка ствола в горизонтальной скважине не будет полной даже при очень высоких скоростях потока бурового раствора.

Влияние зенитного угла скважины на процесс выноса шлама показан на рисунке 2.

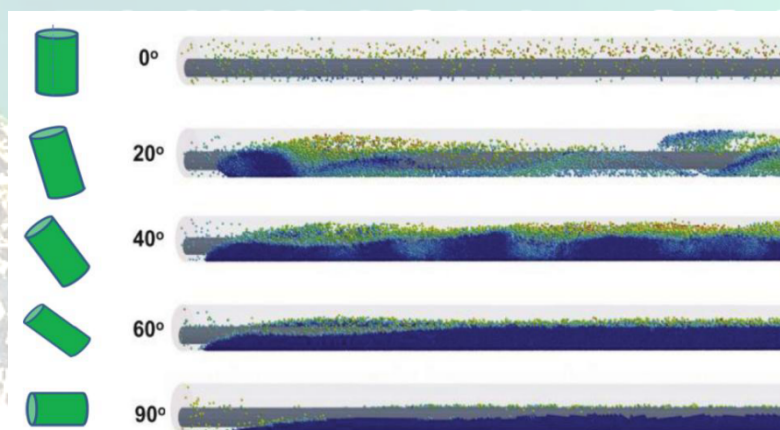


Рисунок 2. Режим выноса шлама из скважины с учетом величины зенитного угла

На представленном рисунке, полученном методом компьютерного моделирования, показано, что без вращения бурильной колонны при малых значениях зенитного угла (20°) шлам начинает концентрироваться между бурильной колонной и стенкой скважины со стороны минимального зазора (сторона прилегания колонны к стенке скважины).

Концентрация шлама на нижней стенке скважины между колонной и стенкой, вызывает усложнение условий проходки скважины, прежде всего тем, что возникают причины для прихвата колонны и роста сопротивлений при продвижении колонны в процессе углубления, а также при извлечении колонны из скважины.

Частота вращения колонны и скорость потока бурового раствора оказывают существенное влияние на распределение шлама в скважине и его концентрацию в буровом растворе.

Далее проведем краткий анализ азрированных буровых растворов и особенность их использования.

Использование азрированных буровых растворов

Этот тип раствора применяется с целью предупреждения и ликвидации катастрофических поглощений, вскрытия низкопроницаемых продуктивных пластов при низких градиентах давления в условиях устойчивого ствола скважины и отсутствия водопроявлений. Азрированные растворы представляют собой низкоконцентрированные дисперсные системы, дисперсионная среда которых представлена жидкостью (основной несущий агент), а дисперсная фаза – сжатым воздухом (вспомогательная роль). Эти растворы занимают промежуточное положение между жидкими и газообразными очистными агентами.

В качестве жидкости может использоваться любой буровой раствор, в т.ч. на углеводородной основе, а при вскрытии продуктивных пластов – дополнительно ПАВ. Аэрация раствора производится механическим или химическим путем при температурах до 100°C и 50°C соответственно.

При механической аэрации дополнительно устанавливаются компрессора с азрирующим устройством (см. рис. 3), обвязкой насосов, герметизацией устья с установкой обратного клапана.

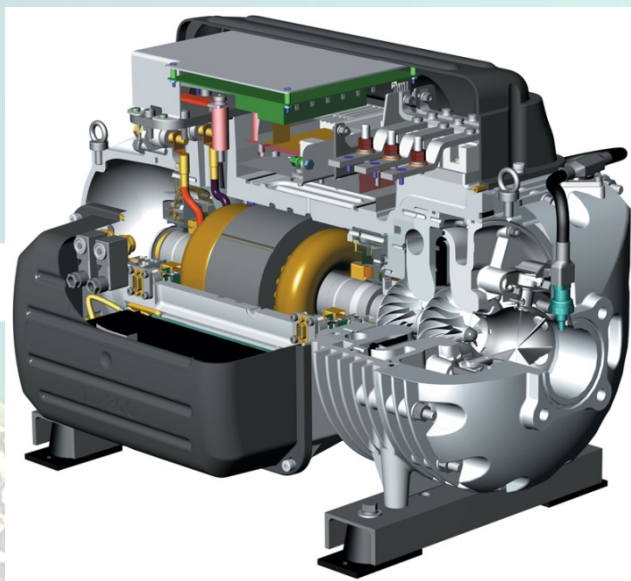


Рисунок 3. Устройство бурового компрессора

При химической аэрации не требуется установка дополнительного оборудования, растворы более устойчивы, вязкость и СНС хорошо регулируются.

Они обладают коркообразующими свойствами, по сравнению с растворами, аэрированными механическим путем. Рецепт химически аэрированных растворов состоит из жидкости, пенообразующего ПАВ (сульфонол или сульфонат 2.5÷10%-ной концентрации до 0.1÷0.2% в пресных растворах), или другие ПАВ, в зависимости от типа аэрируемой жидкости, а также структурообразователи (каустическая сода 0.1÷0.2% или кальцинированная сода 0.5÷2.5%).

Правильность выбора ПАВ проявляется в непрерывной скорости истечения раствора из выкидной линии при стабильном давлении на стояке, что свидетельствует о равновесии столбов жидкости в трубном и затрубном пространстве. Если давление пульсирует, то неудачно выбрано ПАВ или недостаточное его количество в растворе. Применение химически аэрированных растворов осложняет снижение подачи насосов, вынужденных работать на сжимаемой жидкости. Любая аэрация позволяет регулировать плотность жидкостей от 0.1 до 1.0 г/см³ и тем самым снижать или увеличивать гидростатическое давление на забой. В сочетании с лучшей очисткой забоя и охлаждением долота это обеспечивает при турбинном способе бурения увеличение механической скорости бурения и проходки на долото. Важно, чтобы процесс аэрации протекал бесперебойно, так как от этого зависит эффективная очистка забоя. Все эти факторы зависят от степени аэрации α , т.е. от соотношения газовой и жидкой фаз при нормальных температуре и давлении:

$$\alpha = Q_v / Q_{б.р.},$$

где:

Q_v – расход воздуха от 14 до 56.5 м³/мин., приведенный к нормальным условиям;

$Q_{б.р.}$ – расход бурового раствора.

Снижение сообщаемости коллектора со стволом скважины приводит к снижению продуктивности. В особенности это касается горизонтальных скважин, где продуктивный интервал подвергается влиянию бурового раствора на большом протяжении и в течение длительного времени.

Для выбора наиболее подходящей системы раствора для бурения в продуктивном интервале требуется основательное понимание петрофизических свойств коллектора. Для определения морфологического и минералогического состава породы коллектора следует провести исследование его чувствительности к раствору с помощью лабораторных испытаний на образцах тщательно отобранного керна продуктивного интервала. Естественные пластовые флюиды следует проанализировать для определения их химического состава. Тогда можно смоделировать причины ухудшения коллекторских свойств пласта вследствие ожидаемых проблем, равно как и эффективность возможных решений для смягчения последствий при существующих рисках.

Использование газообразных флюидов обеспечивает ряд преимуществ: небольшое или нулевое ухудшение коллекторских свойств пласта, быструю оценку выбуренной породы на наличие углеводородов, предотвращение потери циркуляции и значительно более высокие скорости проходки в пластах с твердой породой. Поскольку всю скважину не пробуришь на газовом агенте, то надо учитывать дополнительные затраты, связанные с необходимым оборудованием как для бурения на обычных промывочных жидкостях, так и для бурения на газообразных агентах.

Наиболее распространенный и эффективный способ – применение пен с использованием пенообразующих ПАВ. Пены эффективно используются при бурении скважин в твердых породах (известняках, доломитах), многолетнемерзлых породах, пористых поглощающих горизонтах, при вскрытии продуктивных пластов, освоении и капитальном ремонте скважин, если пластовое давление составляет 0,3÷0,8 гидростатического.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Аэрированные буровые растворы с правильно подобранными реологическими свойствами обеспечивают сравнительно одинаковую эффективность очистки от шлама при условии, что свойства шлама (размер, плотность) останутся неизменными, повышает эффективность очистки ствола скважины при бурении химически активных горных пород, улучшает удерживающую способность бурового раствора, уменьшает осаждение шлама и позволяет снизить расход бурового раствора, а при вскрытии коллектора на депрессии обеспечивается минимальный уровень колюматации продуктивного пласта.

Список литературы

1. Зозуля В.П., Зозуля Н.Е., Магруппов А.М. Промывка скважин. Учебное пособие. – Ташкент: Филиал НИУ нефти и газа имени И.М. Губкина в городе Ташкенте, 2021. – 621с.
2. Ермолаева Л.В. Промывочные растворы в бурении: учеб. пособие. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2020. – 51 с.
3. Нескормных В.В. Направленное бурение. Бурение горизонтальных и многозбойных скважин. – Красноярск: Сиб.федер. ун-т, 2020. – 410 с.
4. Бабаян Э.В., Мойса Н.Ю. Буровые растворы. Учебное пособие. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 332 с.

Блгалиев Рафаил Нурбахитович

Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті
email: b.rafail22@aogu.edu.kz

КӨЛБЕУ БАҒЫТТАЛҒАН ЖӘНЕ КӨЛДЕНЕҢ ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БҰРҒЫЛАУ КЕЗІНДЕ ГАЗДАЛҒАН ПОЛИМЕРЛІ ЕРТІНДІНІ ПАЙДАЛАНУ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІН ТАЛДАУ

Аңдатпа. Бұл мақалада газдалған бұрғылау ерітінділері және олардың артықшылықтары талқыланады. Ең кең таралған және тиімді әдіс - көбік түзетін беттік белсенді заттарды қолданатын көбіктерді қолдану. Көбіктерді қатты жыныстарда (эктастарда, доломиттерде), мәңгі тондарда, кеуекті сіңіру горизонттарында ұңғымаларды бұрғылау кезінде, өнімді қабаттарды ашуда, ұңғымаларды игеруде және күрделі жөндеуде тиімді қолданылады.

Түйінді сөздер: Ерітінді аэрациясы, дисперсті жүйелер, көбік түзетін беттік белсенді зат, бойкот эффектісі, газ тәрізді сұйықтықтар, конвекциялық ағымдар.

Blgaliyev Rafail Nurbahitovich

Atyrau Oil and Gas University named after S.Utebayev
email: b.rafail22@aogu.edu.kz

ANALYSIS OF THE FEATURES OF USING AERATED POLYMER SOLUTION WHEN DRILLING DIRECTIVE AND HORIZONTAL WELLS

Annotation. This article discusses aerated drilling fluids and their range of benefits. The most common and effective method is the use of foams using foaming surfactants. Foams are effectively used when drilling wells in hard rocks (limestones, dolomites), permafrost, porous absorption horizons, when opening productive formations, development and overhaul of wells.

Keywords: Solution aeration, dispersed systems, foaming surfactant, Boycott effect, gaseous fluids, convection currents.

Д.Ж. Аронов, Н.Е. Шаймерденов, Ә.А. Мирамбеков

Қ. Жұбанов атындағы Ақтөбе Өңірлік университет, dosik.aronov@mail.ru,
shaimerdenov.nurbol@mail.ru, alibek03m@mail.ru

Г.Т.Космбаева

Ғылыми жетекші Қ. Жұбанов атындағы Ақтөбе өңірлік университет

МҰНАЙ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨНІМДЕРІН ТАСЫМАЛДАУ

Аңдатпа. Мұнай немесе мұнай өнімдерін тасымалдау-өте үлкен жұмыстардың бірі. Ол өндіріс орындарынан оны тұтыну орындарына дейінгі процесстерді қамтиды. Бүгінгі таңда бұл процесс теміржол, теңіз және құбырлар арқылы, сондай-ақ автокөлік құралдарының көмегімен жүзеге асырылады.

Кілт сөздер: тасымалдау, пайдалы қазба, мұнай, көмірсутек, мұнай өнімдері, теміржол, автоцистерна, теңіз, құбырлар, танкер, бензин, дизель, қоршаған орта, климат.

Мұнай тасымалдау, пайдалы қазбаларды сақтау шикізатты өндіруге және өңдеуге байланысты жұмыстардың тізбесіне жатады. Бұл өте қауіпті зат, оны тасымалдау кезінде барлық қауіпсіздік талаптарын сақтау керек деген қорытынды жасау керек. Сондықтан саланың барлық фирмаларында осы санаттағы отынмен жұмыс істеудің қатаң ережелері сақталады.

Көмірсутекті заттардың транзиті-бұл өнімді бұрғылау орнынан, газ және мұнай кәсіпшілігінен түпкілікті тұтынушыға (зауыттар, қоймалар, жанармай құю бекеттері және т.б.) тікелей жеткізудің қауіпті операциясы. Барлық логистикалық процестер теміржолды, теңіз және өзен жолдарын пайдалану арқылы, сондай-ақ автокөліктің көмегімен жүзеге асырылуы мүмкін. Тасымалдау түрі, тиісінше, мұнай мен газды тасымалдау қойылған талаптарға, шикізат санына, мерзімдеріне қарай таңдалады.

Транзиттің барлық түрлері жабдықтың ерекшелігімен және қарқынымен ерекшеленеді. Бұл процесте логистика мен экономика өте маңызды. Бұл ғылымдар жеткізілімдерді қалай жақсы жүргізу керектігін көрсетеді. Жалпы, бұл транзиттік әдістер көмірсутек шикізатын жеткізудің бір ажырамас жүйесін құрайды. Бұл ретте кешен өнімді жеткізу, сақтау және қайта өңдеу бойынша бірқатар операциялардан тұрады. Мұның бәрі түпкілікті тұтынушыны қажетті мөлшерде тауармен қамтамасыз етуге бағытталған.

Мұнай тасымалдау технологиясы мұнай өнеркәсібімен бірге дамыды. Адамның мұнайды пайдалануы Тарихқа дейінгі дәуірден бастау алғанымен, алғашқы заманауи коммерциялық пайдалану 1850 жылы Джеймс Янгтың парафин өндірісінен басталады. 1850 жылдардың басында мұнай Жоғарғы Бирмадан, сол кезде Британдық колониядан экспорттала бастады. Мұнай сазды ыдыстармен өзен жағасына жеткізілді, содан кейін оны Ұлыбританияға тасымалдау үшін қайық үйінділеріне төгіп тастады.

1860 жылдары Пенсильвания мұнай кен орындары Эдвин Дрейк Пенсильвания штатының Тайтусвилл маңында мұнай тапқаннан кейін ірі мұнай жеткізушісі және инновация орталығы болды. Қайықтар мен баржалар бастапқыда Пенсильвания мұнайын 40 галлон (150 л) ағаш бөшкелерде тасымалдау үшін пайдаланылды. Бірақ бөшкелерде тасымалдау кезінде бірнеше проблемалар туындады. Бірінші мәселе салмағы болды: олардың салмағы 29 келі (64 фунт) болды, бұл толық бөшкенің жалпы салмағының 20% құрады. Бөшкелердегі басқа мәселелер олардың қымбаттығы, ағып кету үрдісі және олардың әдетте бір рет қана қолданылатындығы болды. Шығындар айтарлықтай көп болды: мысалы, Ресей мұнай өнеркәсібінің алғашқы жылдарында баррель мұнай өндіруге кететін шығындардың жартысын құрады.

Мұнай және мұнай өнімдерін тасу жолдары:

1. Теміржол арқылы
2. Автокөлік арқылы
3. Құбырлар арқылы

4. Теңіз арқылы

Мұнай өнімдерін тасымалдау жүк көтергіштігі 50 тоннадан 120 тоннаға дейінгі вагондарда цистерналарда жүзеге асырылады. Мұнай өнімдерін тасымалдауға арналған вагондардың ең көп таралған түрлері жүк көтергіштігі 50, 60 және 120 тонна цистерналар болып табылады. Теміржол арқылы мұнай өнімдері контейнерлерде де тасымалданады. Мұнай өнімдерін тасымалдауға арналған контейнерлер-жүк көтергіштігі 2,5 және 5 тонна, теміржол платформаларына орнатылатын шағын цистерналар. Межелі пунктке келгеннен кейін контейнерлер крандардың көмегімен жүк автомобильдеріне тиеледі. Контейнер-цистерналарда негізінен майлар мен майлар тасымалданады.

Мұнай мен мұнай өнімдерін тасымалдауға арналған вагон-цистерналар қалыңдығы кемінде 8 мм арнайы жоғары сапалы болаттан жасалады. мұндай цистерналардың ішкі жағында мұнай өнімдерінің құрамына кіретін заттарға төзімді жабын болуы тиіс. Мұнай өнімдерін цистерналарға құю жоғарыдан, төменнен арнайы ағызу құрылғылары арқылы ағызылады. Мұнай өнімдерін тиеу және түсіру темір жол тұйығының тікелей учаскесінде орналасқан арнайы төгу-қю эстакадаларында жүргізіледі. Бұл ретте аралас эстакаданы пайдаланған жағдайда коллекторлардың көтергіштерін босатудың қажеттілігінсіз бір эстакадада төрт отынға дейін бір мезгілде төгу/қю мүмкін.

Мұнай өнімдерін тасымалдауға арналған вагонның барлық бөліктеріне қойылатын негізгі талап электростатикалық және ұшқын қауіпсіздігі болып табылады. Мұнай өнімдерін құю алдында цистерна тазалануы және бұмен пісірілуі тиіс, отынды цистернаға жуусыз құюға тыйым салынады. Мұнай өнімдерінің тұтқырлығына назар аудару керек, мұнай өнімдерінің кейбір түрлерін ағызу кезінде оларды жылыту керек, бұл ағызу уақытын арттырады.

Мұнай өнімдерін (бензин, дизель отыны, мазут, керосин) темір жол тасымалы кезінде тасымалданатын материалдың тасымалдау қауіпсіздігі тікелей байланысты болатын мынадай сипаттамаларын ескеру қажет:

- тығыздық пен тұтқырлық дәрежесі,
- тұтанғыштық,
- қату температурасы,
- жарылыс қаупі,
- булану,
- электрлендіру,
- металдарға коррозиялық әсер,
- уыттылық және экологиялық қауіп.



Сурет. Теміржол арқылы тасымалдау

Мұнайды автомобильмен тасымалдау-бұл өте танымал тәжірибе. Жанармай тасымалдаудың өзі қиын және маңызды міндет, оны орындау кезінде барлық қауіпсіздік

ережелерін сақтау және мұқият назар аудару қажет.

Мұнай өнімдері өте қауіпті жүктер болып табылады, өйткені олар жанғыш класына жатады. Оларды тасымалдау мұқият болуды талап етеді.

Мұндай материалдарды тасымалдау кезінде көптеген нюанстар ескеріледі, мысалы, қара мұнай өнімдері қыста қатып қалады, сондықтан тұтқыр заттар үшін жылытылатын цистерналар қолданылады.

Сонымен қатар, мұнай өнімдерінен булану қоршаған ортаға және адам денсаулығына өте зиянды, сондықтан бензин немесе керосин сияқты заттар тек тығыз жабық цистерналарда тасымалданады.

Мұнай мен газды қауіпсіз автомобиль көлігі үшін ережелердің кейбір тізімі бар. Олар қолданыстағы заңнамаға сәйкес реттеледі.

Алдымен мұнай мен мұнай өнімдерінің автомобиль көлігі кідіріссіз жүзеге асырылуы үшін жөнелтуші санитарлық, кедендік және карантиндік құжаттары бар арнайы жүккүжатқа ие болуға міндетті.

Жол жүру бағыты маңызды рөл атқарады, мұнай өнімдерін тасымалдайтын көліктің халық тығыз орналасқан қалалардан, қорықтар мен демалыс орындарынан жеткілікті қашықтықта жүруі маңызды. Сонымен қатар, мектептер мен балабақшалар мен емдеу мекемелерін маршруттан шығару қажет. Жолда автокөлік жүргізушілерге қауіпті жүктің жақындағаны туралы хабарлауға міндетті.

Мұнайды автомобиль көлігімен тасымалдаудың басты артықшылығы-көліктің осы түрінің көмегімен кез-келген уақытта кез-келген қашықтыққа отынның аз мөлшерін жедел жеткізуге болады. Автотасымалдау отынды тікелей жанармай бактарында тасымалдауға мүмкіндік береді, бұл ретте сыйымдылықтың жалпы сыйымдылығы 1500 литрден аспайды.



2 Сурет. Автомобильмен тасу

Мұнайдың магистральдық тасымалы өндіріс нүктелерінен тұтыну нүктелеріне арнайы құбырлардың көмегімен жүзеге асырылады. Айдалатын өнімдер бойынша құбырлар мұнай құбырларына (мұнай айдалады) және мұнай өнімдері құбырларына (бензин, дизель отыны, керосин, мазут айдалады) бөлінеді.

Тасымалданатын өнімдерге байланысты жоғары мамандандырылған құбыр жүйелерінің түрлері бөлінеді: мұнай құбыры, мұнай өнімдері құбыры, газ құбыры және дәстүрлі емес жүкті тасымалдауға арналған құбыр.

Мұнай мен мұнай өнімдерін құбыр арқылы тасымалдау келесі артықшылықтарға ие:

- айдаудың төмен құны;
- айдау кезінде мұнай өнімдерінің елеусіз шығындары;
- құрылыстың қысқа мерзімдері;
- мұнай өнімдерінің бірнеше сорттарын бірден айдауға рұқсат;
- климаттық жағдайларға байланысты емес үздіксіз жеткізу және т. б.

Бірінші құбыр Апшерон түбегінде салынды. Құбыр Балахан кен орнынан шикізатты өңдейтін кәсіпорындарға мұнай жеткізуге арналған. Бастапқы кезеңде төселген құбырлардың

ұзындығы небәрі 12 км болды, бірақ 2000 жылдардың басында ол 230 км-ге дейін өсті. миллиондаған тонна шикізат жыл сайын инженер Шухин ойлап тапқан құбыр арқылы қозғалады.

20 ғасырдың басында барлық төселген құбырлардың жалпы ұзындығы 1300 км болды. бірақ бұл теміржол көлігін толығымен ауыстыру үшін жеткіліксіз болды. Салыстыру үшін мысал келтірейік. 1913 жылы Бакуден құбыр арқылы жалпы көлемнің тек 6% шикізат айдалды.

Құбыр көлігі қарқынды дами бастады. Бұған жаңа кен орындарын игеру ықпал етті. 1936 жылы Уфадан Ишимбайға ұзындығы 168 км қосымша құбырлар салынды. Ресейде Батыс Сібір кен орындары игеріле бастағанда, бұл сала өзінің белсенді дамуын жалғастырды.

Бұл аудандардағы мұнай өндіріліп, қайта өңделе бастады, сондықтан құбырлардың ұзындығы мен диаметрін ұлғайтуға тура келді. Құрылыс мерзімі, керісінше, қысқарды. Бұдан әрі Тюмень облысында жаңа жерлер игерілді. Мұнай құбырларының көпшілігі 1970 жылдары салынған.

Магистральдық құбырлар үлкен ұзындыққа ие. Құбырлардың диаметрі 1000 және 1200 мм. жер астында диаметрі 1220 мм-ге дейін құбырлар төселген, жеткізудің жалпы айналымынан құбыр шамамен 85% береді.



3 Сурет. Магистральдық құбырлар арқылы тасымалдау

Мұнай мен мұнай өнімдерін теңіз арқылы тасымалдау екі түрге бөлінеді: өзен (ішкі су жолдары) және теңіз (континенттің ішкі теңіздері және құрлықаралық тасымалдау).

Өзендер мен көлдер арқылы мұнайды тасымалдау үшін баржалар (соның ішінде өздігінен жүретін) және өзен танкерлері – мұнай жүктерін тасымалдауға арналған арнайы өздігінен жүретін кемелер пайдаланылады.

Танкерлерде, баржалардан айырмашылығы, өздерінің сорғылары жоқ. Мұнай өнімдерін теңіз арқылы тасымалдау жүк көтергіштігі жоғары танкер-кемелердің көмегімен жүзеге асырылады. Олар мұхиттар мен теңіздерді кесіп өтуге қабілетті. Тасымалдау құны танкердің жүк көтергіштігіне байланысты. Қазіргі теңіз супертанкерлерінің миллиондаған тонна жүк көтергіштігі бар. Алайда, танкерлер тек ұзақ қашықтыққа тасымалдау үшін тиімді.



4 Сурет. Танкерлер арқылы тасымалдау

Мұнайды су көлігімен тасымалдаудың бірқатар артықшылықтары бар:
-су жолдарының өткізу қабілеттілігінің шектеусіздігі;

-кымбат желілік құрылымдарды құрудың қажеті жоқ.



Қолданылған әдебиеттер

1. Қайранда мұнай-газ кен орындарын меңгеру және пайдалану. ЖОО-на арналған оқулық /А.Т. Қартабай. – Алматы, 2014. 444– бет.

УДК 622.276.1.
МРНТИ 52.47.25.

Г.Е. Суюнгариев¹⁾, Ж.У. Икласова²⁾

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

¹⁾s.gabit72@mail.ru, ²⁾janna_ua@mail.ru

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА С КИСЛОТНЫМИ РАСТВОРАМИ

Аннотация. Обсуждаются проблемы совершенствования физико-химических методов интенсификации добычи нефти. Одним из перспективных способов рекомендуется воздействовать на дно горного слоя кислотными растворами. Приведены наиболее эффективные виды компонентов, применяемых для приготовления раствора.

Ключевые слова: кислотная ванна, карбонатность, механическая очистка, рабочий раствор, призабойная зона, гидромониторные насадки.

Эффективность воздействия кислотных и неокислотных рабочих растворов на призабойную зону пласта зависит от правильного проектирования состава закачиваемого раствора, оптимального технологического режима закачки и надежности функционирования специальной техники и промышленного оборудования, связанного с процессом закачки [1].

Необходимо соответствие выбранного состава рабочего раствора типу пластовой системы (породе с насыщающими флюидами). Солянокислотные обработки практически без ограничений применимы для карбонатных коллекторов, а также в терригенных породах с высоким содержанием карбонатов (10-25%). Глиноокислотное воздействие используют для обработки терригенных коллекторов с невысокой карбонатностью. При этом тесно взаимосвязаны способ воздействия и рецептура закачиваемых растворов.

Существуют следующие способы: кислотные ванны, простые (обычные) кислотные обработки, воздействие под давлением, воздействие через гидромониторные насадки и т.д. Рассмотрим некоторые из них по отдельности.

Кислотная ванна. Метод предназначен для очистки забоя скважин, вскрытых открытым забоем, и обычно осуществляется перед последующей закачкой растворов в ПЗП. Основные этапы реализации метода кислотных ванн следующие [2].

Этап I. Механическая очистка основной массы загрязнений (например, цементной или глинистой корки) из полости скважины в зоне продуктивного пласта.

Этап II. Определение пластового давления, статического уровня.

Этап III. Подача солянокислотного раствора в зону продуктивного пласта. Раствор продавливается через насосно-компрессорные трубы (НКТ) водой, отбираемой из мерника заливочного агрегата. Темп продавки – замедленный, для обеспечения равномерного поршневого вытеснения кислотного раствора из НКТ в целевую зону.

Этап IV. Реагирование. Кислотный раствор в течение (16...24) ч (период реагирования) должен занимать только интервал пласта.

Этап V. Шлам и отработанный раствор удаляют закачкой нефти в затрубное

пространство.

Если статический уровень ниже отметки устья скважин, то в этап II включают также процесс понижения уровня жидкости ниже статического отбором ее в объеме, равном сумме объемов закачиваемого кислотного раствора и насосно- компрессорных труб от их башмака до статического уровня. Такая операция обеспечивает расположение кислоты в интервале воздействия, т.е. от забоя скважины до кровли пласта (либо башмака обсадной колонны). При возможности заметного притока из скважины объем этой предварительно отбираемой жидкости должен быть выше расчетного.

Подачу раствора в целевую зону контролируют по количеству закачиваемой вслед за раствором воды:

$$V_v = V_{\text{наг}} + 0,785d_{\text{нкт}}^2 L_{\text{нкт}},$$

где $V_{\text{наг}}$ - объем нагнетательной линии заливочного агрегата, м³; $d_{\text{нкт}}$ – внутренний диаметр НКТ, м; $L_{\text{нкт}}$ – длина колонны НКТ, м.

Объем раствора контролируют по мерной емкости агрегата либо по времени закачки:

$$t = (V_{\text{наг}} + 0,785d_{\text{нкт}}^2 L_{\text{нкт}}) / Q,$$

где Q - подача агрегата, м³/мин.

Ниже приведены более детальные описания этапов реализации метода кислотных ванн.

Этап I (подготовительный). Извлечение из скважины подъемного оборудования и НКТ; шаблонировка полости; промывка забоя; проведение специальных исследований, включая измерение профиля приемистости ПЗП; испытание эксплуатационной колонны на герметичность; спуск НКТ до подошвы продуктивного горизонта.

Этап II. Расстановка спецтехники у скважины; опрессовка нагнетательной линии на давление, равное $1,5 p_{\text{раб}}$ ($p_{\text{раб}}$ - рабочее давление закачки).

Этап III. Закачка кислоты агрегатом кислотовоза; продавка кислоты в пласт; снижение давления в нагнетательной линии с предварительным перекрытием скважины задвижкой. Темп закачки и продавки обычно устанавливают по возможности высокий.

Этап IV. Выдерживание скважины для протекания химической реакции в ПЗП. Время выдержки при температуре 15-30⁰С составляет 2 ч и при температуре 30-60⁰С – 1-1,5 ч. При более высоких температурах этап выдержки исключается. В таблицах 1 и 2 показаны процентные содержания компонентов в растворах при различных способах обработки ПЗП.

Высоконапорная обработка. Метод обработки под высоким давлением используют для воздействия на слабопроницаемые интервалы продуктивного горизонта. Для этого в ПЗП предварительно подают высоковязкую нефтекислотную эмульсию, которая, следуя по пути наименьшего сопротивления в зоны высокой проницаемости, блокирует их. При этом гидродинамическое сопротивление ПЗП растет, что создает предпосылки для развития высокого давления и охвата воздействием слабопроницаемых пропластков. Высоконапорную обработку часто проводят и без применения вязких эмульсий, при помощи межпластовых разобщителей - пакеров.

Составы и объемы рабочих растворов зависят от способа кислотной обработки.

При кислотных ваннах объем рабочего раствора равен объему полости скважины, высотой, равной толщине обрабатываемой зоны пласта, а концентрация основного компонента повышена. Типовые составы растворов для кислотных ванн при обработке карбонатных коллекторов приведены в таблице 1.

При простых кислотных обработках карбонатных коллекторов объем раствора берется из расчета на 1 м толщины пласта, м³: для слабопроницаемых пород – 0,4-0,6; для высокопроницаемых пород – 0,6-1,0; для трещиноватых пород – 0,6-0,8.

При вторичных обработках норма расхода увеличивается на 50%.

Таблица 1. Содержание компонентов в растворе при различных способах обработки ПЗП

Показатели	Содержание компонентов в растворе (%) при способе обработки		
	КИСЛОТНАЯ ВАННА		
Номер раствора компонента	1	2	3
Соляная кислота	20	15	15
Уксусная кислота	-	3	3
Ингибиторы:			
- катапин-А	0,3	-	-
- В-2	-	0,2	-
- И-1-А	-	-	-
Уротропин	-	-	-
Поверхностно-активные вещества:			
- марвелан-4 (О)	-	0,5	0,5
- катапин-А	-	-	-

Типовые составы растворов для обработки карбонатных коллекторов слабой и высокой проницаемости даны в табл. 2 (раствором номер 1 проводят кислотную ванну и первичную обработку; остальными растворами ведут внутрискважинную обработку ПЗП).

Таблица 2. Содержание компонентов в растворе при различных способах обработки ПЗП

Показатели	Содержание компонентов в растворе (%) при способе обработки		
	Простая кислотная обработка коллекторов: КАРБОНАТНЫХ		
Номер раствора компонента	1	2	3
Соляная кислота	20/15	20/15	15/15
Уксусная кислота	-	-	5/3
Продолжение таблицы 2			
Ингибиторы:			
- катапин-А	0,5/0,3	-	-
- В-2	-	-	0,3/0,2
- И-1-А	-	-	-
Уротропин	-	-	-
Поверхностно-активные вещества:			
- марвелан-4 (О)	-	0,8/0,5	0,5/0,5
- катапин-А	-	-	-
Показатели	Содержание компонентов в растворе (%) при способе обработки		
	Простая кислотная обработка коллекторов: ТЕРРИГЕННЫХ		
Номер раствора компонента	1	2	3
Соляная кислота	15	15	12
Уксусная кислота	-	-	-
Ингибиторы:			
- катапин-А	-	-	-
- В-2	-	0,3	-
- И-1-А	-	-	0,2
Уротропин	-	-	0,4
Поверхностно-активные вещества:			
- марвелан-4 (О)	-	0,3-0,5	0,3-0,5
- катапин-А	0,2	-	-

Для терригенных коллекторов нормы расхода ($\text{м}^3/\text{м}$) соляно-кислотного раствора при простой обработке приведены ниже:

При первичной обработке после бурения0,75-1,0

При первичной обработке в период эксплуатации1,50-2,0

При вторичных обработкахэкспериментально.

При высоконапорной кислотной обработке составы основных растворов и нормы закачки примерно такие же, что и при простой обработке. В составе же нефтекислотной эмульсии для сохранения ее устойчивости не допускается содержание уксусной кислоты, а содержание ПАВ не превышает 0,1-0,15%.

Список литературы

1. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. – М.: «Недра», 2005. - 383 с.
2. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.+Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. - М.: «Наука», 2007. - 414 с.

Г.Е. Суюнгариев, Ж.У.Икласова

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

ПРОЦЕСС ПАРАМЕТРЛЕРІН ЕСЕПТЕУДІҢ СИПАТТАМАЛЫҚ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ ҚОЙНАУҚАТ ТҮБІНІҢ ҚЫШҚЫЛМЕН ӨЗАРА ӘРЕКЕТТЕСУІ ЕРІТІНДІЛЕРМЕН

Андатпа. Мұнай өндіруді қарқындатудың физика-химиялық әдістерін жетілдіру мәселелері талқылануда. Перспективті әдістердің бірі-тау қабатының түбіне қышқыл ерітінділермен әсер ету. Ерітінді дайындау үшін қолданылатын компоненттердің ең тиімді түрлері келтірілген.

Түйін сөздер: қышқыл ванна, карбонаттылық, механикалық тазалау, жұмыс ерітіндісі, кенжар маңы аймағы, гидромониторлы саптамалар.

G.E. Suyungariev, J.U. Iklasova

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

CHARACTERISTIC FEATURES OF THE CALCULATION OF PROCESS PARAMETERS INTERACTIONS OF THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE WITH ACIDIC SOLUTIONS

Annotation. This paper discusses the debatable problem of improving the physico-chemical methods of intensifying oil production. As one of the promising methods, an impact on the bottomhole formation zone with acid solutions is proposed. Recommended ingredients for solution preparation are given.

Keywords: acid bath, carbonation, mechanical cleaning, working solution, bottom-hole zone, hydro-monitor nozzles.

УДК 622.276.1.
МРНТИ 52.47.25.

Г.Е. Суюнгариев¹⁾, Ж.У. Икласова²⁾

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

¹⁾s.gabit72@mail.ru, ²⁾janna_ua@mail.ru

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СОСТОЯНИЯ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ИЗВЛЕКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ

Аннотация. Оценивается эффективность техники и технологии, применяемых для добычи нефти и анализируется состояние системы сбора и подготовки добываемой продукции скважин контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл» на месторождении Восточный Макат.

Ключевые слова: Подъем скважинной продукции, подземное оборудование нагнетательных скважин, сепарация жидких фаз и газа.

Для оценки эффективности техники и технологии, применяемых для добычи нефти на месторождении Восточный Макат и выявления путей её повышения, в настоящей работе проведён технико-технологический анализ (состояние и характеристика работы наземного и подземного оборудования и т. д.) добывающего фонда скважин, сбора и подготовки нефти.

На месторождении Восточный Макат эксплуатация скважин ведется механизированным способами. В первые годы разработки все скважины вступали эксплуатацию фонтанным способом. По мере обводнения продукции скважины переводились на механизированный способ эксплуатации. В настоящее время действующий эксплуатационный фонд скважин на месторождении Восточный Макат в пределах контрактной лицензированной территории АО «Эмбаунагаз» (по состоянию на 01.01.2016г.) составляет 87 ед. На участке Жана Макат контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл» действующий фонд эксплуатационных скважин составляет 27 ед.

Характеристика работы скважин ТОО «Самек Интернешнл». На контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл», подъем скважинной продукции на поверхность производится винтовыми штанговыми насосами фирмы “Weatherford” с теоретической производительностью от 10 до 250 м³/сут и развиваемым напором от 600 до 1300 м. Статоры насосов спущены на НКТ с номинальным диаметром 73 мм, роторы насосов спущены на штангах диаметром 22 мм. Для максимального погружения насоса под динамический уровень и обеспечения работы насосов в широком диапазоне подач, обеспечения выноса песка на поверхность, и предотвращения попадания большого количества газа в насос, в 13 скважинах приемы насосов располагались ниже интервалов перфорации на 3-12,7 м. В остальных скважинах на 8,8-11,2 м выше интервалов перфорации. Для предотвращения прямого трения между штангами и НКТ на штангах установлены центраторы, для опорожнения труб НКТ оборудованы дренажными клапанами, для неподвижной фиксации нижнего конца НКТ, обеспечивающие спокойную работу насоса и не позволяющие отворачиваться (скручиваться) НКТ применяются противоотворотные якоря.

Фонд нагнетательных скважин на дату составления отчета составляет 17 единиц на контрактной территории АО «Эмбаунагаз» и 7 ед. на контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл».

Устья скважин оборудованы в соответствии с условиями нагнетания, и рассчитаны на рабочее давление 21 МПа, с ручным управлением, с условным проходом ствола и боковых отводов 65 мм. Диаметр насосно-компрессорных труб выбирается из условия режима нагнетания, которые, зависят от: приёмистости (объемов закачки), забойного и пластового давления.

Подземное оборудование нагнетательных скважин состоит из одноступенчатой

колонны насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм.

Во избежание коррозии наружных стенок НКТ, затрубное пространство эксплуатационных скважин заполнено отфильтрованным рассолом хлорида кальция (CaCl_2).

Анализ состояния системы сбора и подготовки добываемой продукции скважин контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл»ю. Каждая добывающая скважина с винтовым насосом “Weatherford” связана с системой сбора УПН через подземный коллектор Ø 219мм. Система сбора и подготовки нефти УПН установлена в центре промысла. Длина выкидных линий изменяется от 100 м до 1.5 км.

На площадках скважин не происходит обработка или подготовка нефти. Для измерения дебита отдельно взятой скважины предусмотрен тестовой подземный коллектор/манифольд Дн 114мм, для направления жидкости от скважины к тестовому сепаратору на УПН.

Продукция отдалённых существующих скважин ЖМА-Е4СТ1, -ЕТ1, -ЕТ2, -Е2, -Е3, -Е5, -Е6, -Е7 под давлением, развиваемым погружными винтовыми насосами Weatherford по выкидным трубопроводам диаметром 89 мм подается на АГЗУ-1, где происходит поочередный автоматический замер дебита скважин по газу, воды и нефти. После замера нефтегазовая смесь под давлением 0.4–0.6 МПа по подземному коллектору диаметром 159 мм поступает в трехфазный сепаратор добычи существующей УПН. Продукция проектных скважин ЖМА-Е12, -Е13, -Е14 будет подаваться на проектную и АГЗУ-2 на площадке, существующей ГЗУ-1.

На УПН происходит полная сепарация жидких фаз и газа, качество подготовленной нефти соответствует требованиям, предъявляемым к товарной нефти, согласно которым содержание механических примесей и воды в ней не превышает 0.5 %, а содержание хлоридов не более 100 мг/литр. УПН имеет возможность принять жидкость из 30 скважин и подготовить 800 м³ нефти в день при обводнённости 90 % и хранить готовую продукцию до 5 дней.

Жидкость с выкидных линий сначала направляется к входному сепаратору добычи V-3404 (НГСВ), объемом 100 м³, где предварительно отделяется газ и пластовая вода, после к печи подогревателя Е-3420 (подогреватель ПНПТ-1.6ХЛ), а затем к вторичному сепаратору V-3402 (НГСВ), объемом 25 м³. Оба сепаратора работают как 3-фазные сепараторы и отделенная вода направляется к системе очистки пластовой воды V-5010/11 для ее дальнейшей переработки. Разделённый поток газа, выделенный в этих сепараторах, используется в качестве топливного газа для подогревателей, электрогенераторов и технологических нужд факельной установки (дежурная горелка).

Для замера дебита отдельно взятой скважины, жидкость со скважины по тестовой выкидной линии сначала направляется к тестовому сепаратору V-3403 (НГСВ), объемом 12.5 м³, где предварительно отделяется газ и пластовая вода, после к печи подогревателя Е-3420, а затем к вторичному сепаратору V-3402. Тестовый сепаратор работает как 3-фазный сепаратор и отделенная вода направляется к системе очистки пластовой воды V-5010/11 для ее дальнейшей переработки. Сепаратор оборудован счетчиками газа, нефти и воды.

Разделённый поток газа, выделенный в сепараторах V-3404 и V-3403, сначала направляется к двухфазному вертикальному газовому сепаратору V-3401, объемом 1.6 м³, где отделяется газ и пластовая вода, после газ используется в качестве топливного газа для подогревателей Е-3410 (ПП-0.63А нефть), Е-3420 (ПНПТ-1.6ХЛ входная жидкость), Е-3430 (ПП-0.63А пластовая вода), Е-3440 (ПП-0.63А резерв), Е-3501 (НУС-0.1 Пресная вода), газопоршневых электрогенераторов ГПЭС-1, -2, -3 (Caterpillar G3512LE, 400 VAC, 50 Гц, 725 кВт) и дежурной горелке.

Сепарированная в сепараторе V-3404 нефть, смешивается с промывной водой, в объеме приблизительно 10 м³/сут, и затем эта нефтеводная смесь подогревается в подогревателе Е-3420 до 55-60 °С. Подогретая жидкость затем направляется к следующему сепаратору V-3402 для отделения остаточного газа и воды от нефтяного потока. Сепарированная нефть с V-3402 направляется к одному из трех промежуточных резервуаров

для обессоливания Т-3601/02/03. Объем каждой емкости 100 м³. В этих емкостях жидкость перемешивается с промывочной водой и циркулирует. Затем жидкость отстаивается примерно 2 часа, происходит полное отделение воды. Слитая вода стекает к подземной дренажной емкости. Из емкостей объемом 100 м³ обезвоженная и обессоленная нефть насосом перекачивается в товарный резервуар нефти Т-3610 объемом 1000 м³. Товарная нефть, хранящейся в резервуаре товарной нефти, до момента ее откачки на через нефтепровод до НПС «Макат», подогревается путевым подогревателем нефти Е-3410 (подогреватель ПП-0.63А) до 55-60⁰С и циркулирует с помощью двух технологических циркуляционных насосов Р-3601/02 (один в работе + один запасной).

Товарная нефть, насосом закачивается из резервуара Т-3610 объемом 1000 м³ через трубопровод в парк для хранения нефти Т-3620 объемом 2000 м³ или напрямую в нефтепровод от УПН «Жана Макат» до НПС «Макат» АО «КазТрансОйл».

Подогретая, на путевом подогревателе Е-3430 (подогреватель ПП-0.63А) до температуры 45 °С, пластовая вода с сепараторов направляется к блоку подготовки пластовой воды, состоящему из отстойного резервуара V-5010, фильтра и узла дозирования химреагентов. Подготовленная вода (после удаления из нее нефти и прохождения ее через фильтр V-5011) собирается в буферные резервуары РВ (Т-5010/Т-5020) или в резервуар Т-5030 (1000 м³). Вода с резервуаров Т-5010/Т-5020/Т-5030 перекачивается в трубопроводную сеть заправки воды, водонагнетательными насосами Р-3501/3502.

На установке имеется оборудование для ввода деэмульгатора после входного манифольда и на входе в подогреватель для улучшения сепарации нефть-вода в сепараторах V-3404/V-3402. Блок дозирования химреагентов состоит из двух отсеков, каждый отсек имеет по 2 резервуара хранения (каждый объемом 1.2 м³) и 2 дозирующих насоса. Пока один резервуар и один насос находятся в эксплуатации, другой резервуар и насос находятся в резерве. На настоящий момент, дозировка деэмульгатора (дисолван 4397) составляет 50 литров/сутки (т.е. 30 литров/сутки вводится в точке после эксплуатационного манифольда и 20 литров/сутки вводится перед входным подогревателем Е-3420).

Промывочная вода, требуемая для обессоливания сырья, завозится на УПН «Жана Макат» в автоцистернах и хранится в резервуаре воды Т-3604. Эта промывочная вода, подогреваемая подогревателем Е-3501 (подогреватель НУС-0.1 без сепарационного блока), закачивается в выпускную линию V-3403 (т.е. на входе подогревателя Е-3420). Также подача воды предусматривается на входе в резервуар хранения Т-3610..

Список литературы

1. «Уточненный проект разработки месторождения Восточный Макат». ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2011г (Протокол МИНТ РК №182 от 21.07.11г);
2. «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Восточный Макат». ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2012г (Письма КомГео МИНТ РК №17-04/4968КГН);
3. «Анализ разработки месторождения Восточный Макат» ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2014г (Письмо КомГео №22-04-586-И и №22-04-556-И от 17.06.2014г)
4. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.

Г.Е. Суянгариев, Ж.У.Икласова

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

ӨНДІРУ ЖӘНЕ АЙДАУ ҰҢҒЫМАЛАРЫ ҚОРЫНЫҢ АЛЫНАТЫН ӨНІМДІ ЖИНАУ ЖӘНЕ ДАЙЫНДАУ ЖҮЙЕСІНІҢ ЖАЙ КҮЙІНІҢ ТЕХНИКАЛЫҚ СИПАТТАМАСЫ

Аннотация. Мұнай өндіру үшін қолданылатын техника мен технологияның тиімділігі бағаланады және "Самек Интернешнл" ЖШС келісімшарттық аумағындағы ұңғымалардың өндірілетін өнімдерін жинау және дайындау жүйесінің жай-күйі талданады. Шығыс Мақат кен орнында.

Түйін сөздер. Ұңғымалық өнімді көтеру, айдау ұңғымаларының жерасты жабдығы, сұйық фазалар мен газды сепарациялау.

G.E. Suyungariyev, J.U.Iklasova

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

TECHNICAL CHARACTERISTICS OF THE STATE OF THE FUND OF PRODUCING AND INJECTION WELLS, THE SYSTEM OF COLLECTION AND PREPARATION OF EXTRACTED PRODUCTS

Annotation. Evaluated the effectiveness of equipment and technologies for oil production and examines the state of the system of collection and preparation produce production wells in the contract territory LLP "Samek international". At the East Makat field.

Keywords: Lifting of borehole production, underground equipment of injection wells, separation of liquid phases and gas.

КАСПИЙ
ТЫНЫСЫ - 2023

ГЛАВА 2. ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕХИМИИ И ЭКОЛОГИИ

Е.Г.Гиладжов, Д.К.Кулбатыров, М.Д.Уразгалиева, Н.В.Кузнецова,
А.Ж.Жексембаева

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

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ГРУНТОВОЙ ДОРОГИ НА ОСНОВЕ
ЗАМАЗУЧЕННОЙ ПОЧВЫ ИЗ ПРОМЗОНЫ НГДУ-1 АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ»**

В районах дорожного и аэродромного строительства, где нет каменных материалов, возникает необходимость в перевозках их за сотни километров, что увеличивает первоначальную стоимость этих материалов примерно в 4-6 раз и является причиной удорожания строительства. Наиболее распространенным местным материалом являются грунты. При укреплении грунтов вяжущими происходят физико-механические, физико-химические и химические процессы, в результате которых формируется прочный водо- и морозостойкий дорожно-строительный материал - укрепленный грунт. В результате регулирования указанных процессов укрепленный слой грунта приобретает заданную структуру, максимальную плотность, прочность и морозостойкость.

По методу укрепления грунты подразделяют на: *укрепленные неорганическими вяжущими материалами или неорганическими отходами промышленности; укрепленные органическими вяжущими или органическими отходами промышленности; комплексно укрепленные*, т.е. неорганическими в сочетании с органическими вяжущими; неорганическими или органическими вяжущими в сочетании с различными добавками. А также органическими либо неорганическими отходами промышленности в сочетании с добавками различных химических веществ. В дорожном и аэродромном строительстве широко проверено практикой, что грунт при определенных соотношениях щебеночных или гравийных зерен, песчаных, пылеватых и глинистых частиц приобретает достаточную устойчивость. Такой грунт называют *оптимальным* по гранулометрическому составу и другим свойствам [1-3].

Известен способ возведения оснований [4], по предлагаемому способу в грунт, измельченный до требуемой степени, вводят ферро шлак (возможно совместное измельчение), увлажняют до оптимальной влажности, вводят 40—50%-ный раствор сульфитно-спиртовой барды, перемешивают, а затем уплотняют. По готовому слою укрепленного грунта производят под грунтовку жидким дегтем или битумом, а затем укладывают защитный слой. Конструкция дорожного полотна [5], включающей основание из укрепленного грунта и уложенное на него многослойное покрытие. Основание выполнено из каменистого грунта, верхний слой которого укреплен сыпучим материалом, пропитанным битумом, а покрытие - трехслойным, причем верхний и нижний слои выполнены из бетона с битумным или полимерными связующими, а средний слой - из смеси местного материала с каменистыми добавками и битумными связующими, и толщина среднего слоя превышает толщины верхнего и нижнего слоев.

При производстве работ по устройству оснований и покрытий из укрепленных грунтов на дорогах 1-й и 2-й категории и аэродромах классов А—Г должны применяться, как правило, отряды машин, где ведущей машиной является смесительная карьерная установка или однопроходная грунтосмесительная машина. Допускается для устройства нижних слоев оснований из укрепленных грунтов указанных категорий дорог и классов аэродрома, а также для устройства верхних и нижних слоев оснований и покрытий на дорогах 3-й и 4-й категорий, аэродромах классов Д-Е и сельскохозяйственной авиации применять также отряды машин, где ведущей машиной является дорожная фреза. Кроме того, при выборе ведущей грунтосмесительной машины надлежит учитывать следующее: смешение грунтов с вяжущим на дороге с использованием грунтосмесительной однопроходной машины или

фрезы допускается в случае, если грунты не содержат фракций размером более 25 мм. На участках дорог, где *укреплению должны подвергаться мелкие* однородные пески и земляное полотно также возводилось из мелких песков, применение однопроходной машины не допускается; При обработке глинистых грунтов (супесей, суглинков и глин) любыми вяжущими материалами грунты должны быть размельчены. После размельчения содержание пылевато-глинистых комков размером более 5 мм в грунте не должно быть больше 25% массы. В том числе содержание комков более 10 мм допускается не более 10%. До начала производства работ по укреплению грунтов должны быть выполнены все работы по устройству земляного полотна, а также по устройству водоотвода. Производство и приемку работ по устройству оснований и покрытий следует осуществлять согласно соответствующим требованиям, предусмотренным главой СНиП по автомобильным дорогам. До начала производства работ в соответствии с определенным в проекте комплектом машин должны составляться технологические схемы по каждому отряду машин. В технологических схемах должны быть отражены: технологическая последовательность ведения работ, потребность в материалах, количество машино-смен [6].

Одним из наиболее опасных загрязнителей практически всех компонентов природной среды - поверхностных и подземных вод, почвенно-растительного покрова, атмосферного воздуха - являются замазученная почва, нефтешламы. Следовательно, необходимо было разрабатывать более удобные и дешевые способы утилизации замазученных почв и нефтешламов.

Разработка технологии строительства качественной грунтовой дороги является весьма актуальным.

Цель работы – разработка технологической схемы строительства нижнего слоя основания грунтовой дороги, укрепленной на основе замазученной почвы из промзоны НГДУ-1 АО «Озенмунгаз».

Создание технологической схемы строительства нижнего слоя основания грунтовой дороги, укрепленной на основе замазученной почвы из промзоны НГДУ-1 АО «Озенмунгаз».

В целях разработки новых составов укрепленных грунтов и исследования вяжущего (органического) свойства замазученной почвы из промзоны НГДУ-1 АО «Озенмунгаз», нами были разработаны 9 рецептуры состава для укрепления грунтов [7,8] на основе замазученной почвы из промзоны НГДУ-1 АО «Озенмунгаз». В таблице 1 представлены рецептура составов новых укрепленных грунтов.

Таблица 1 – Рецептура состава укрепленных грунтов на основе замазученной почвы из промзоны НГДУ-1 АО «Озенмунгаз»

№	Грунт, г	Замазученная грунт из промз- оны НГДУ-1 АО «Озенмунгаз», г	Цемент, г	Щебень, г	Содержание углеводородов нети, %
1	2	3	4	5	6
Лаб.№ рецептуры	Ново- Озенский грунт (супе- си легкие крупные)				
1/5	470	500	30	-	5,5
1/7	570	400	30	-	4,4
1/6	620	350	30	-	3,85

Продолжение таблицы 1

2/6	718	252	30	-	4,4
2/9	418	252	30	300	4,4
2/10	450	220	30	300	3,85
	Атырауский грунт (су-песи легкие, пылеватые)				
3/2	608	315	30	-	5,5
3/3	680	290	30	-	4,4
3/4	717	253	30	-	3,85

Лабораторное испытания физико-механических свойств, укрепленного грунта на основе замазученных почв из промзоны АО «Озенмунайгаз» НГДУ-1, проводили в аккредитованной испытательной лаборатории дорожно-строительной организаций ТОО «REAL WAY».

При лабораторном испытания физико-механических свойств укрепленного грунта на основе замазученных почв, определяли следующие характеристики - предела прочности при сжатии водонасыщенных образцов при 20 °С, кгс/см², марка прочности и модульная нагрузка. Результаты испытания представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-механическая свойства укрепленного грунта на основе замазученных почв

№ п.п	Дата испытания	Лаб. № рецептуры	Прочности при сжатии водонасыщенных образцов при 20°С, Мпа через 28 суток	Марка прочности	Модульная нагрузка, Мпа
1	28.06.2018г	1/5	2,17	М 20	250
2	28.06.2018г	1/7	2,44	М 20	250
3	15.07.2018г	1/6	1,34	М 10	
4	15.07.2018г	2/6	1,49	М 10	
5	15.07.2018г	2/9	0,98	М 10	
6	15.07.2018г	2/10	1,14	М 10	
7	04.08.2018	3/2	1,62	М 10	
8	04.08.2018	3/3	1,50	М 10	
9	08.08.2018	3/4	1,87	М 10	

Как видно из таблицы 2 результаты лабораторного испытания физико-механических свойств, укрепленного грунта на основе замазученных почв из промзоны АО «Озенмунайгаз» НГДУ-1 показывают, что они имеют достаточно высокие прочностные характеристики, т.е. прочности М20 и М10. Такие грунты в соответствии строительной нормы [6] СН 24-75 и стандарта [9] СТ РК 973-2015 рекомендуются использовать в строительстве грунтовой дороги на нижнем слое оснований или в качестве дополнительного слоя основания для III, IV, V категорий автомобильной дороги.

В соответствии инструкции СН 25-74 по применению грунтов, укрепленных вяжущими материалами, для устройства оснований и покрытий автомобильных дорог и аэродромов нами составлены две технологические схемы.

Для составления технологической схемы строительства нижнего слоя основания

грунтовой дороги, укрепленной на основе замазученной почвы из промзоны НГДУ-1 АО «Озенмунайгаз» выбраны составы лабораторной рецептуры 1/7 и 3/4. По данным этих составов нами составлены технологическая схема № 1 для устройства однослойного дорожного основания толщиной 16 см из Ново-Озенского грунта (супеси легкие), укрепленной замазученной почвой, цементом с помощью дорожной фрезы Д-530 и технологическая схема № 2 для устройства однослойного дорожного основания толщиной 16 см из Атырауского грунта (супеси легкие, пылеватые), укрепленного замазученной почвой, цементом с помощью дорожной фрезы Д-530.

Технологическая схема №1

Устройство однослойного дорожного основания грунтовой дороги толщиной 16 см, при ширине полосы 8 м, длиной на 1 км, из Ново-Озенского грунта (супеси легкие), укрепленного замазученной почвой из промзоны НГДУ-1 АО «Озенмунайгаз», цементом с помощью дорожной фрезы Д-530

Состав № 1/7:

Ново-Озенский грунт (супеси легкие)	
пластичности 5-9	- 57%
Почва замазученная	- 40%
Цемент М-400	- 3 %
Вода	- 2%

№ технологи- ческой операции	Технологическая последовательность рабочих процессов	Ед-ца изме- рения	Кол-во на 1 км. при ширине полосы 8 м.
1	Разработка Ново-Озенского грунта (супеси легкие) скрепером Д-374, работающим в сцепе с трактором С-100, с перемещением грунта на среднее расстояние 200 м.	м ³	570
2	Распределение и профилирование грунта автогрейдером Д- 598Б по всей ширине основания за 6 круговых проходов при скорости движения 3 км/ч и длине участка 200 м.	км.	1
3	Прикатка спрофилированного грунта пневмокатком Д-627 за 2 прохода по одному следу при работе на первой скорости.	км.	1
4	Размельчение грунта фрезой Д-530 за один проход по одному следу при работе на 2 скорости	км.	1
5	Подвозка цемента автоцементовозами С-853 (или С-927) в количестве 3% от массы грунта.	т.	30
6	Подвозка воды поливомоечными машинами КДМ-130 на расстоянии 2 км.	т.	80
7	Введение цемента в грунт с щебнем при помощи распределителя цемента Д-343Б за 4 прохода по всей ширине покрытия.	км.	1
8	Подвозка замазученной почвы, распределение и профилирование почвы автогрейдером Д-598Б по слою суглинистого грунта.	м ³	400
9	Перемешивание замазученной почвы с грунтом и цементом фрезой Д-530 за один проход по одному следу при работе на 1 скорости.	км.	1

Продолжение таблицы

10	Разравнивание и профилирование смеси автогрейдером Д-598Б за 12 круговых проходов по всей ширине основания при скорости движения 3 км/ч. и длине захватки 200 м	км.	1
11	Уплотнение смеси самоходным пневмокатком Д-627 за 12 проходов по одному следу, при выполнении первых 2 проходов на 1-ой скорости, 7-ми проходов на 2-ой и остальных на 3-ей скорости.	км.	1
12	Доставка и разлив битумной эмульсии по готовому слою в количестве 1,2 л/м ² автогудронатором Д-640 г.	т.	9,6

Технологическая схема №2

Устройство однослойного дорожного основания грунтовой дороги толщиной 16 см, при ширине полосы 8 м, длиной на 1 км, из Атырауского грунта (супеси легкие, пылеватые), укрепленного замазученой почвой из промзоны НГДУ-1 АО «Озенмунайгаз», цементом с помощью дорожной фрезы Д-530

Состав № 3/4:

Атырауский грунт (супеси легкие, пылеватые) пластичности 5-9	- 71,7%
Почва замазученная	- 25,3%
Цемент М-400	- 3 %
Вода	- 2%

№ технологической операции	Технологическая последовательность рабочих процессов	Ед-ца измерения	Кол-во на 1 км. при ширине полосы 8 м.
1	Разработка Ново-Озенского грунта (супеси легкие) скрепером Д-374, работающим в сцепе с трактором С-100, с перемещением грунта на среднее расстояние 200 м.	м ³	717
2	Распределение и профилирование грунта автогрейдером Д- 598Б по всей ширине основания за 6 круговых проходов при скорости движения 3 км/ч и длине участка 200 м.	км.	1
3	Прикатка спрофилированного грунта пневмокатком Д-627 за 2 прохода по одному следу при работе на первой скорости.	км.	1
4	Размельчение грунта фрезой Д-530 за один проход по одному следу при работе на 2 скорости	км.	1
5	Подвозка цемента автоцементовозами С-853 (или С-927) в количестве 3% от массы грунта.	т.	30
6	Подвозка воды поливомоечными машинами КДМ-130 на расстоянии 2 км.	т.	80

Продолжение таблицы

7	Введение цемента в грунт с щебнем при помощи распределителя цемента Д-343Б за 4 прохода по всей ширине покрытия.	км.	1
8	Подвозка замазученной почвы, распределение и профилирование почвы автогрейдером Д-598Б по слою суглинистого грунта.	м ³	253
9	Перемешивание замазученной почвы с грунтом и цементом фрезой Д-530 за один проход по одному следу при работе на 1 скорости.	км.	1
10	Разравнивание и профилирование смеси автогрейдером Д-598Б за 12 круговых проходов по всей ширине основания при скорости движения 3 км/ч. и длине захватки 200 м	км.	1
11	Уплотнение смеси самоходным пневмокатком Д-627 за 12 проходов по одному следу, при выполнении первых 2 проходов на 1-ой скорости, 7-ми проходов на 2-ой и остальных на 3-ей скорости.	км.	1
12	Доставка и разлив битумной эмульсии по готовому слою в количестве 1,2 л/м ² автогудронатором Д-640 г.	т.	9,6

Таким образом нами разработана и подобрана рецептура по результатам лабораторного испытания физико-механических свойств укрепленного грунта на основе замазученных почв из промзоны АО «Озенмунгаз» НГДУ-1 при укреплении грунтов цементом и вяжущими материалами. Для составления технологической схемы строительства нижнего слоя основания грунтовой дороги, укрепленной на основе замазученной почвы из промзоны НГДУ-1 АО «Озенмунгаз» выбрана составы лабораторной рецептуры 1/7 и 3/4.

Впервые составлена технологическая схема №1 для устройство однослойного дорожного основания толщиной 16см, при ширине полосы 8 м, длиной на 1 км, из Ново-Озенского грунта (супеси легкие), укрепленного замазученной почвой, цементом с помощью дорожной фрезы Д-530 и технологическая схема №2 для устройство однослойного дорожного основания толщиной 16 см, при ширине полосы 8 м, длиной на 1 км, из Атырауского грунта (супеси легкие, пылеватые), укрепленного замазученной почвой, цементом с помощью дорожной фрезы Д-530.

Список литературы

1. Грушко И.М., Золотарев В.А., Глушенко Н.Ф. и др. Испытания дорожно-строительных материалов. – М., Транспорт, 1985. – 200 с.
2. Пособие по строительству покрытий и оснований автомобильных дорог и аэродромов из грунтов, укрепленных вяжущими материалами, к СНиП 3.06.03.85 и СНиП 3.06.06-88. – Союздорнии. М., 1990.-205с.
3. Karkush M.O, Abdul Kareem M.S. Impacts of petroleum fuel oil contamination on the geotechnical properties of fine-grained soils // Indian Journal of Engineering. 2018. Vol. 15, P. 228-237.
4. А.С. 386060. СССР. Способ возведения оснований./ И.С. Чеборовская; опубл. 14.06.1973, Бюллетень №26.
5. Пат. 645606 СССР. Конструкция дорожного полотна / Константиновску В.; опубл. 30.01.79, Бюл. № 4.
6. СН 25-74 - Инструкция по применению грунтов, укрепленных вяжущими

материалами, для устройства оснований и покрытий автомобильных дорог и аэродромов. – М., Стройиздат, 1975. -128с.

7. Е.Г.Гилязов, А.А.Аронова, А.Т.Сагинаев и др. Физико-механические свойства укрепленного грунта на основе замазученных почв из промзоны АО «Озенмунайгаз» НГДУ-1/ Вестник КазНУТУ имени К.И. Сатпаева, 2019, №5,(135).-С.738-742

8. Гилязов Е.Г., Сагинаев А.Т., Букейханов Н.Р. и др. Свойства углеводородов замазученной почвы из промзоны НГДУ-1 АО «Озенмунайгаз/ Дополнительный инженер. Монография. – Познань. -2019, -С. 127-133.

9. СТ РК 973 – 2015 Материалы каменные и грунты, обработанные неорганическими вяжущими, для дорожного и аэродромного строительства. Технические условия.

УДК 66.074.51

МРНТИ 61.51.17

Г.К.Шамбилова, А.С.Калдыбаева

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

E-mail: altynaykald@gmail.com

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО АБСОРБЕНТА ДЛЯ ОЧИСТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ОТ СЕРОВОДОРОДА И УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Аннотация: В данной статье приводятся результаты анализа литературных данных по изучению методов абсорбционных процессов очистки углеводородных газов от сероводорода и углекислого газа. Приведены сравнения различных видов жидких поглотителей и изучена их эффективность в химическом производстве.

Ключевые слова: углеводородные газы, абсорбция, физическая абсорбция, хемическая абсорбция, абсорбент, очистка, жидкий поглотитель, алканол амины, сероводород, углекислый газ.

Наличие в составе углеводородных газов сероводорода и углекислых газов не позволяет применять их в качестве топливного газа для большинства энергоустановок и значительно сокращает срок службы печей подогрева нефти и паровых котлов на промыслах. Для нормальной работы газоперерабатывающих заводов, эффективности технологических операций необходима очистка газа от содержащихся в нем примесей. Абсорбционные процессы применяют для очистки газов от кислых примесей. Процесс абсорбции заключается в селективном поглощении жидкостью (абсорбентом) целевых компонентов исходной газовой смеси. Она применяется для разделения смеси, очистки и осушки различных углеводородных газов, выделения бензола, пропан-пропиленовой фракции из природных и попутных газов.

Абсорбция относится к процессу, при котором одно вещество, такое как твердое тело или жидкость, поглощает другое вещество, такое как жидкость или газ, через мельчайшие поры или промежутки между его молекулами. Поглощающая способность зависит от равновесных концентраций между газообразной и жидкой фазами. Для разбавленных концентраций многих газов и в широком интервале концентраций соотношение равновесия определяется законом Генри, который количественно определяет способность поглощения газа жидкостью [1]. Газопоглощающая установка должна обеспечивать полный контакт газа с растворителем таким образом, чтобы диффузия происходила на межфазной границе. Регенеративные процессы относятся к процессам, при которых очищающий реагент после насыщения восстанавливает свою удаляющую способность за счет изменения внешних условий.

В процессах абсорбции большое значение имеет правильный выбор абсорбента. Для длительной эксплуатации они должны соответствовать следующим требованиям:

- высокая поглощающая способность по кислым компонентам в широком диапазоне их парциального давления в газе;
- низкая растворимость в них углеводородов;
- низкая вязкость в режимах работы абсорбера для обеспечения хорошего контакта с газом;
- низкая коррозионная активность;
- высокая стойкость к возможным побочным химическим реакциям с различными примесями;
- высокая стойкость к окислению и термическому разложению;
- стойкость к окислению и термическому разложению, т.е. химическая и термическая стабильность;
- стойкость к пенообразованию;
- температура их кипения должна быть ниже температуры кипения всех компонентов газа, поглощаемых раствором, чтобы исключить их накопление в абсорбере;
- низкая токсичность и возможность полной биологической деструкции;
- образование примесей, способных оседать на твердых поверхностях труб и оборудования.

Существуют ряд видов жидких поглотителей в зависимости от типа абсорбционного процесса. Абсорбционные процессы бывают трех типов: химический, физический и физико-химический.

Химические или хемосорбционные процессы основаны на химическом взаимодействии сероводорода с активным компонентом абсорбента, который используется в этих процессах в качестве аминов. В настоящее время большинство газоперерабатывающих заводов используют следующие хемосорбционные процессы:

- Амингарт (хемосорбент - алканоламин + вода),
- ДИПА (хемосорбент - диизопропаноламин + вода),
- Экономин (хемосорбент - дигликольамин + вода),
- Бенфилд (хемосорбент - карбонат калия + вода + добавки бенфилда),
- Катакарб (хемосорбент - калийный раствор + ингибитор коррозии + катализатор).

Процессы физической абсорбции основаны на физическом растворении экстрагируемых компонентов в различных абсорбентах. В настоящее время на газоперерабатывающих заводах, в основном, часто встречаются такие физические процессы абсорбции:

- Ректизол (абсорбент - холодный метанол),
- Пуризол (абсорбент - N-метилпирролидон),
- Флуор (абсорбент - пропиленкарбонат),
- Селексол (абсорбент - полиэтиленгликоль). диметиловый эфир),
- Сепасольв-МПЭ (абсорбент - диалкиловый эфир полиэтиленгликоля),
- Эстасолван (абсорбент - трибутилфосфат).

В отличие от хемосорбционных методов, физическая абсорбция позволяет наряду с сероводородом и диоксидом углерода извлекать сульфиды, дисульфиды, меркаптаны.

В физико-химических или комбинированных процессах обычно используют смешанные абсорбенты - хемосорбенты и абсорбенты. Газообрабатывающие заводы зачастую используют следующие процессы:

- Сульфинол (абсорбент - диизопропаноламин (метилдиэтаноламин) 30-40% + сульфолан (тетрадиоксид) 40-60% + вода 5-15%),
- Оптисол (абсорбент - амин + физраствор + вода),
- Флекссорб (абсорбент - стерически затрудненный амин + физраствор + вода),

— Укарсол (абсорбент - вторичный или третичный амин + физраствор + вода) [2].

При выборе метода удаления H_2S и CO_2 это следует учитывать:

1. Объемный расход газа;
2. Количество удаляемых H_2S и CO_2 и их желаемые конечные концентрации;
3. Наличие экологически безопасных методов утилизации насыщенных реагентов;
4. Требования к извлечению ценных компонентов, таких как S;
5. Стоимость.

Эффективное удаление сероводорода и углекислых газов напрямую зависит от типа поглотителей и технологических режимов установки абсорбции. Каждый из них имеет свои положительные и отрицательные стороны. В таблице 1 приведены перечень преимущества и недостатков некоторых видов технологии очистки газов [3]:

Таблица 1 – Таблица сравнения различных существующих технологий абсорбции

Технологические методы	Преимущества	Недостатки
Абсорбция водой	Высокая эффективность (>97% CH_4), одновременное удаление H_2S , когда $H_2S < 300 \text{ см}^3/\text{м}^3$, производительность регулируется изменением давления или температуры, низкие потери CH_4 (<2%), устойчивость к примесям	Дорогие инвестиции и эксплуатация, засорение из-за роста бактерий, возможное пенообразование, низкая гибкость в отношении изменения входного газа
Абсорбция полиэтиленгликолем	Высокая эффективность (>97% CH_4), одновременное удаление органических компонентов серы, H_2S , NH_3 , $HSCN$ и H_2O , менее энергозатратная, чем вода, регенеративный, низкие потери CH_4	Дорогие инвестиции и эксплуатация, сложная эксплуатация, Неполная регенерация при отгонке/вакуумировании (требуется кипячение), снижение производительности при разбавлении гликоля водой
Химическая абсорбция аминами	Высокая эффективность (>99% CH_4), экономичная эксплуатация, регенеративный режим, растворение большего количества H_2S и CO_2 на единицу объема (по сравнению с водой), очень низкие потери CH_4 (<0,1%)	Дорогие инвестиции, требует энергии, необходимое для регенерации, возможны коррозии, разложения и отравления аминов кислородом или другими химическими веществами. Осаждение солей, возможно пенообразование

В диаграммах на рисунках 1-3 приведены результаты хроматографических анализов содержания сернистых и углекислых газов до и после очистки природного газа разными видами поглотителей [4-6]:

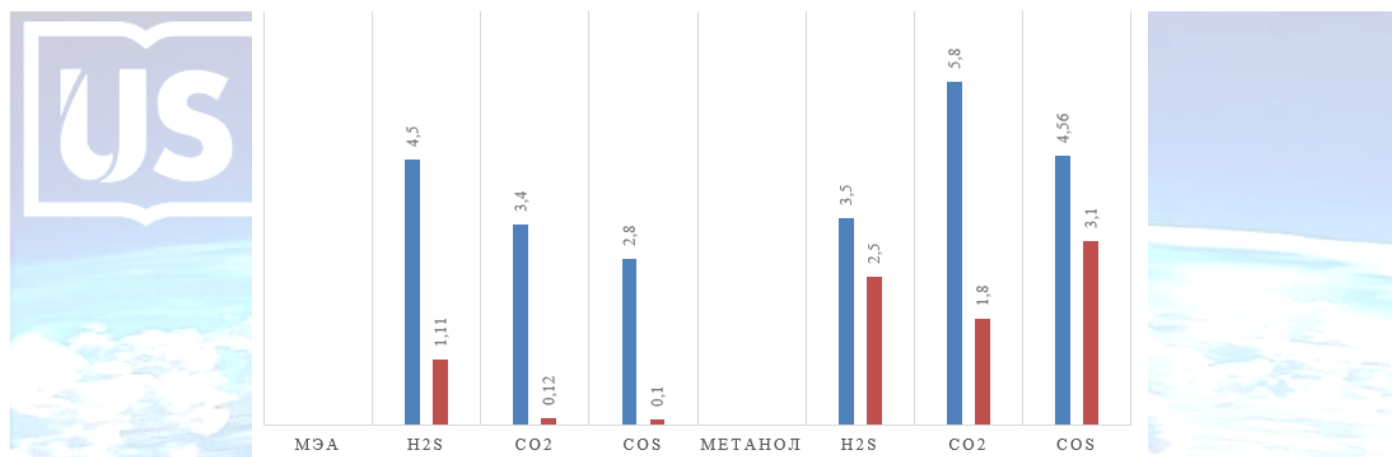


Рисунок 1. Сравнительные данные содержания сернистых и углекислых газов до и после очистки моноэтаноламином и метанолом

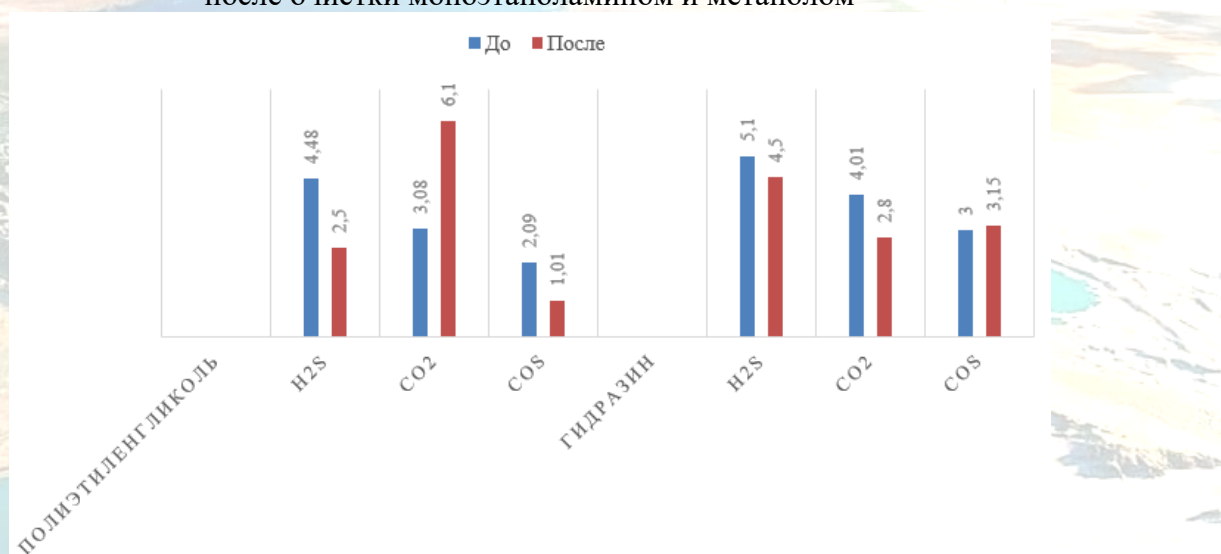


Рисунок 2. Сравнительные данные содержания сернистых и углекислых газов до и после очистки полиэтиленгликолем и гидразином

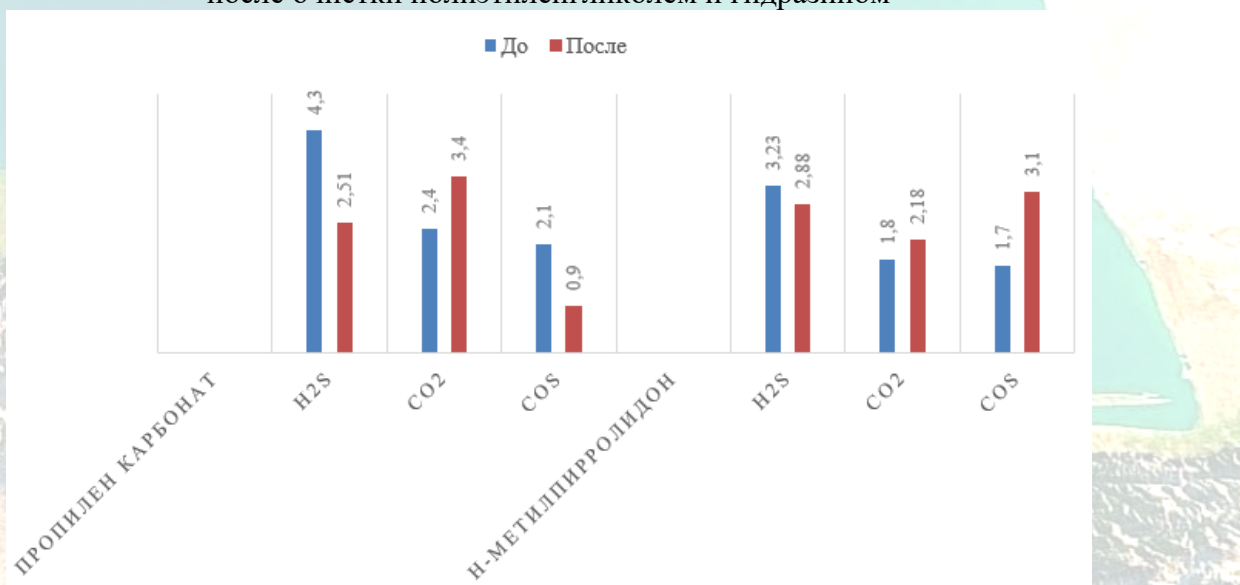


Рисунок 3. Сравнительные данные содержания сернистых и углекислых газов до и после очистки пропилен карбонатом и н-метилпирролидон

Учитывая данные таблицы 1 и рисунков 1-3, можно подытожить, что самым лучшим абсорбентом является растворы алканоламинов, т.к. они обладают высокой эффективностью, экономичны и являются регенеративными. При этом степень поглощения сернистых и углекислых газов максимальны.

Список литературы

1. Svärd, T, Absorption of Hydrogen Sulfide at low temperature // Morgantown, West Virginia, USA. (2004);
2. А.М.Мазгаров, О.М.Корнетова, Учебно-методическое пособие «Технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода». – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 70 с.;
3. E. Ryckebosch et al. Techniques for transformation of biogas to biomethane. Biomass Bioenergy. (2011);
4. Romeo, L. M., Escosa, J. & Bolea, I. Absorption of hydrogen sulfide and carbonic gases by amine treatment, (2006);
5. Postcombustion CO₂ sequestration, Universidad de Zaragoza, Zaragoza, Spain Steinfeld, G., & Sanderson, R. // Landfill Gas Cleanup for Carbonate Fuel Cell Power Generation, National Renewable Energy Laboratory. (2018);
6. University, Lund, Sweden Tondeur, D. & Teng, F. (2008). Carbon capture and storage for greenhouse effect mitigation. In Future Energy: Improved, sustainable and clean options for our planet, T. M. Letcher (Ed.), pp. 305-330, Elsevier, ISBN 978-0-08-054808-1, China.

Г.К.Шамбилова, А.С.Калдыбаева

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

КҮКІРТСУТЕК ПЕН КӨМІРТЕГІ ДИОКСИДІНЕН КӨМІРСУТЕКТІ ГАЗДАРДЫ ТАЗАРТУ ҮШІН ОҢТАЙЛЫ АБСОРБЕНТТЕРДІ ТАҢДАУ

Андатпа. Бұл мақалада күкіртсутек пен көмірқышқыл газынан көмірсутек газдарын тазарту үшін абсорбциялық процестер әдістерін зерттеу бойынша әдебиет деректерін талдау нәтижелері берілген. Сұйық сіңіргіштердің әртүрлі түрлерінің салыстырулары келтіріліп, олардың химиялық өндірістегі тиімділігі зерттеледі.

Түйінді сөздер: көмірсутек газдары, абсорбция, физическая сорбция, хемосорбция, абсорбент, тазарту, сұйық сіңіргіш, алканоламиндер, күкіртсутек, көмірқышқыл газы.

G.K.Shambilova, A.S.Kaldybayeva

NJSC «Atyrau oil and gas university named after S.Utebayev», Atyrau, Kazakhstan

E-mail: altynaykald@gmail.com

SELECTION OF THE OPTIMAL ABSORBENT FOR THE PURIFICATION OF HYDROCARBON GASES FROM HYDROGEN SULFIDE AND CARBON DIOXIDE

Abstract. This article presents the results of the analysis of literature data on the study of methods of absorption processes for the purification of hydrocarbon gases from hydrogen sulfide and carbon dioxide. Comparisons of various types of liquid absorbers are given and their effectiveness in chemical production is studied.

Key words: hydrocarbon gases, absorption, physisorption, chemisorption, absorbent, purification, liquid absorber, alkanolamines, hydrogen sulfide, carbon dioxide.

Г.Ш. Досказиева, М.Д.Бисенгалиев, О.Ш. Тулегенова, С.К. Буктыбаева,
Ж.Б. Шаяхметова

Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, Казахстан, г. Атырау
maks_bisengali@mail.ru

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

Аннотация: В условиях интенсивной антропогенной деятельности, базирующейся, к сожалению, на недостаточно высоком уровне научной и технической оснащенности народного хозяйства и связанной с серьезными ошибками в технической и экологической политике, проблема экологической безопасности окружающей природной среды представляется одной из наиболее актуальных проблем. Следует подчеркнуть, что реализация крупных народно-хозяйственных проектов, помимо достижения планируемых положительных моментов, сопровождается возникновением негативных природно-антропогенных процессов, приводящих, в частности, к ухудшению качества водных и земельных ресурсов и снижению экологической устойчивости природной среды. С развитием высоких технологий и производством высококачественной техники значительные требования предъявляются работающему персоналу на всех стадиях от ее изготовления до эксплуатации. На первое место выходит человеческий фактор, не только профессионализм работника, но и его физическое состояние, обусловленное условиями работы.

Ключевые слова: нефтяные пары и газы, солнечный удар, переохлаждения,

Неблагоприятные метеорологические условия работы нефтяников, это на открытом воздухе, которые могут отрицательно повлиять на здоровье рабочих.

В осенне-зимний период года возможны переохлаждения, случаи отморожения и даже замерзания. Случаи переохлаждения нередки и даже весной, особенно в сырую погоду.

В результате длительного воздействия солнечных лучей у работающего в летний период может быть солнечный удар. Перегревание организма возможно в жару в плохо вентилируемых помещениях.

Нефть, нефтяные пары и газы при определенных концентрациях в воздухе оказывают вредное воздействие на организм человека и могут вызывать острое отравление и заболевания.

Жидкие углеводороды оказывают слабое раздражающее действие на слизистую оболочку дыхательных путей, а при длительном соприкосновении действуют как раздражающее вещество. Они вызывают судороги, поражают центральную нервную систему, кровеносные органы.

Немаловажную роль играет и моральное состояние работника. Все эти причины сказываются на работоспособности, умение реально оценивать создавшуюся обстановку, быстро и верно принимать правильные решения. В противном случае неадекватное поведение работающего, как правило, становится причиной возникновения аварийной ситуации того или иного масштаба.

Ежегодно стихийные бедствия, возникающие в различных странах, производственные аварии на производственных объектах, коммунально-энергетических системах городов вызывают крупномасштабные разрушения, гибель людей, большие потери материальных ценностей.

Стихийные бедствия по природе возникновения и вызываемому ущербу могут быть самыми разнообразными. К ним относятся: землетрясения, извержения вулканов, наводнения, пожары, ураганы, бури, штормы.

Наиболее объективной оценкой уровня экологической безопасности антропогенной деятельности, объединяющей различные ее аспекты: технический, экономический, экологический и социальный, является оценка суммарного риска, под которым понимается вероятность возникновения и развития, неблагоприятных природно-техногенных процессов, сопровождающихся, как правило, существенными экологическими последствиями. При этом уровень экологического риска возрастает из-за невозможности предвидеть весь комплекс неблагоприятных процессов и их развития, из-за недостаточной информации о свойствах и показателях отдельных компонентов природной среды, необходимых для построения оперативных, среднесрочных и долгосрочных прогнозов развития каждого из природно-техногенных процессов. Существенно возрастает уровень экологического риска из-за того, что практически невозможно оценить обобщенную реакцию природной среды от суммарного воздействия отдельных видов антропогенной деятельности и способной привести к катастрофическим последствиям.[1,2]

Проведение исследовательских работ в процессе пробной эксплуатации месторождения требует оценки экологического риска данного вида работ. Оценка экологического риска необходима для предотвращения и страхования возможных убытков и ответственности за экологические последствия аварий, которые потенциально возможны при проведении, практически, любого вида человеческой производственной деятельности.

Оценка экологического риска намечаемых проектных решений в процессе пробной эксплуатации включает в себя рассмотрение следующих аспектов воздействия:

- комплексную оценку последствий воздействия на окружающую среду при нормальном ходе проектируемых работ;
- оценку вероятности аварийных ситуаций с учетом технического уровня оборудования;
- оценку вероятности аварийных ситуаций с учетом наличия опасных природных явлений;
- оценку ущерба природной среде и местному населению;
- мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций;
- мероприятия по ликвидации последствий возможных аварийных ситуаций.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется исходя из приведенной матрицы (таблица 1).

Таблица 1 - Матрица оценки уровня экологического риска

Уровень тяжести воздействия на компоненты окружающей среды, градация баллов	Вероятность возникновения аварийной ситуации Р, случаев в год				
	$P < 10^{-4}$	$10^{-4} \leq P < 10^{-3}$	$10^{-3} \leq P < 10^{-1}$	$10^{-1} \leq P < 1$	$P \geq 1$
	Практически невероятные аварии	Редкие аварии	Вероятные аварии	Возможные неполадки	Частые неполадки
	Могут происходить, хотя не встречались в отрасли	Редко происходили в отрасли	Происходили	Происходят несколько раз в году	Могут происходить несколько раз в год на объекте
1	Терпимый (Низкий) риск				
2-8					
9-27					
28-64		Средний риск		Неприемлемый (Высокий) риск	
65-125					

В матрице по горизонтали показана вероятность (частота возникновения) аварийной ситуации, по вертикали – интенсивность воздействия на компонент окружающей среды.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение производственной деятельности предприятия.

Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятности, возможны в течение срока производственной деятельности.

Уровень тяжести воздействия определяется для каждого из компонентов, в соответствии с методом оценки воздействия на окружающую среду.

Характеристика степени изменения компонентов окружающей среды приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Характеристика степени изменения компонентов

Критерий	Характеристика изменений	Уровень изменения (тяжести воздействия)	Баллы интегральной оценки воздействия
Компонент окружающей среды	Изменений в компоненте окружающей среды не обнаружено.	0	0
	Негативное изменение в физической среде малозаметны (не различимы на фоне природной изменчивости) или отсутствуют.	1	1
	Изменение среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые). Популяции и сообщества возвращаются к нормальным уровням на следующий год после происшествия.	2	2-8
	Изменение в среде превышает цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет	3	9-27
	Изменение среды значительно выходят за рамки естественных изменений. Восстановление может занять до 10 лет	4	28-64
	Проявляются устойчивые структуры и функциональные перестройки. Восстановление займет более 10 лет.	5	65-125

Уровень экологического риска (высокий, средний и низкий) для каждого сценария определяется ячейкой на пересечении соответствующего ряда матрицы со столбцом установленной частоты возникновения аварии.

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определяется следующим образом:

- **низкий** - приемлемый риск/воздействие.
- **средний** – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;
- **высокий** – риск/воздействие не приемлем.

Добыча нефти и газа, в соответствии с принятыми в Республике Казахстан нормативами, относится к экологически опасным видам хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для окружающей среды в результате возникновения аварийных ситуаций. [3,4]

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий является готовность к ним –

разработка вариантов возможного развития событий при аварии и методов реагирования на них.

Для отработанных привычных видов деятельности, отличающихся сравнительно невысокой сложностью и непродолжительностью деятельности, при оценке экологического риска может быть использован количественный подход.

Проведение строительства и обустройства площадок скважин: подвоз оборудования, монтаж оборудования, электросварочные работы, демонтаж оборудования, - является хорошо отработанным, с изученной технологией видом деятельности, высококачественным оборудованием и высококвалифицированным персоналом.

Исходя из общепромышленных статистических данных, общая вероятность возникновения аварийных ситуаций по нефтегазовой промышленности составляет 0,02 процента.

Основной аварийной ситуацией в процессе добычи, сбора и транспортировки нефти и газа является разгерметизация технологического оборудования.

В процессе проведения исследовательских работ существуют природные и техногенные опасности, каждая из которых может стать причиной возникновения аварийной ситуации.

Природные опасности отличаются очень низкой вероятностью за год и в условиях Западного Казахстана наиболее вероятными могут быть сильные ветра.

Антропогенные опасности создают более значительный риск возникновения аварийных ситуаций, таких как: нарушение технологии, пожары из-за курения или работы в зимнее время с открытым огнем, технологическая недисциплинированность и др.

Экологические последствия таких ситуаций очень серьезны. Вероятность наступления подобных ситуаций целиком зависит от уровня руководства коллективом и профессионализма персонала. [4,6,7]

Уровень тяжести воздействия на компоненты окружающей среды (без учета воздействия на работающий персонал и геологическую среду) при возникновении аварийных ситуаций, представлен в таблице 3.

Таблица 3- Уровень тяжести воздействия на компоненты окружающей среды

Компонент окружающей среды	Масштаб воздействия			Суммарная значимость воздействия
	интенсивность воздействия	пространственный	временной	
Атмосферный воздух	Слабая (2)	Точечный (1)	Кратковременный (1)	Низкая (2)
Подземные воды	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)
Почва	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)
Растительность	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)
Животный мир	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)

Экологические последствия таких ситуаций очень серьезны. Вероятность наступления подобных ситуаций целиком зависит от уровня руководства коллективом и профессионализма персонала.

Список литературы

1. Статистический сборник Социально-экономическое развитие Мангистауской области. г. Актау. 2008 г.

2. Охрана окружающей среды Мангистауской области. Статистический сборник. г. Актау 2008 год.

3. Природные ресурсы и охрана окружающей среды. Об экологических авариях, приостановленных объектах и нарушениях природоохранного законодательства по Мангистауской области. 2008 год. Управление статистики Мангистауской области.

4. Природные ресурсы и охрана окружающей среды. О коммунальных отходах в рамках их общественного сбора и вывоза, сортировке и депонировании отходов за 2008 год. Управление статистики Мангистауской области.

5. Потребительский рынок. О работе канализационных сетей в Мангистауской области 2008. Управление статистики Мангистауской области.

6. Природные ресурсы и охрана окружающей среды. Об образовании и удалении токсичных отходов за первое полугодие 2008 года. Управление статистики Мангистауской области.

7. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. Алматы 1998 год.

УДК 62.622.2

**Г.Ш. Досказиева, М.Д. Бисенгалиев, О.Ш. Тулегенова, А.С. Каримова
Г.К. Абдешова**

Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, Казахстан, г. Атырау
maks_bisengali@mail.ru

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ЛИКВИДАЦИИ ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы опасности, которые могут возникнуть в процессе проведения работ при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Существуют природные и техногенные опасности, каждая из которых может стать причиной возникновения аварийной ситуации.

Природные опасности отличаются очень низкой вероятностью за год и в условиях Мангистауской области наиболее вероятными могут быть сильные ветра.

Антропогенные опасности создают более значительный риск возникновения аварийных ситуаций, таких как: нарушение технологии, пожары из-за курения или работы в зимнее время с открытым огнем, технологическая недисциплинированность и др.

Ключевые слова: поглощение, газопроявление, перепад давления, буровой раствор.

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости предпринимаются следующие меры:

- уменьшение перепада давления в системе «скважина-пласт» путем изменения параметров промывочной жидкости;
 - изоляция поглощающего пласта путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, цементными растворами или пастами;
 - бурение без выхода циркуляции, с последующим спуском обсадной колонны.
- При газопрооявлениях необходимо предпринять следующие меры:
- повысить плотность бурового раствора (в случаях, когда поступления пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине);
 - подъем инструмента, во избежание проявления, производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины;

- установить интенсивность проявления в процессе бурения и промывок. Для этого углубление скважины прекращается и ведется промывка в течение одного цикла циркуляции; после закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления;

- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны;

- о замеченных признаках проявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

При начавшемся поглощении необходимо предпринять следующие меры:

- поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или в прихвато-безопасный интервал и приступить к ликвидации поглощения;

- процесс бурения с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции производить по специальному проекту;

- долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей;

- подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.

При начавшемся поглощении необходимо предпринять следующие меры:

- поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или в прихвато-безопасный интервал и приступить к ликвидации поглощения;

- процесс бурения с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции производить по специальному проекту;

- долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей;

- подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород;

- длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост.

В целях предотвращения аварийных ситуаций в процессе добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья, обеспечения безопасных условий труда запроектированы следующие мероприятия:

- размещение вредных и взрывоопасных производств на открытых площадках;
- полная герметизация процесса подготовки и транспорта продукции;
- Измерение и контроль по следующим параметрам:
 - давление и температура в контролируемых точках технологического процесса;
 - уровень жидкости в буферных емкостях;
 - расход нефти;
 - расход газа.
- оснащение оборудования предохранительной арматурой.

Одним из основных видов аварий является возможные разливы нефтепродуктов, выделение газа при разгерметизации технологического оборудования. [1,2,3]

Произведенная своевременно ликвидация аварий уменьшает степень отрицательного воздействия на окружающую среду.

Перечень неотложных мероприятий по ликвидации аварии приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Мероприятия по ликвидации аварий

Перечень мероприятий	Сроки проведения
1. Ликвидировать (отключить, перекрыть, заглушить) источник выделения нефтепродукта, газа.	в течение 1 суток
2. Локализовать разлив, преградив растекание нефтепродукта по поверхности земли сооружением валов, насыпей, дамб, прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек.	в течение 2-х суток
3. Выполнить противопожарное устройство участка, оградив базовый лагерь лигнерализованными полосами шириной не менее 1,4 м, установить предупредительные знаки о запрете сжигания, разведения огня, организовать сторожевую охрану.	в течение 2-х суток
4. Осуществить сбор замазученного грунта и вывоз в пункты утилизации.	в течение 10 суток

В случае возникновения аварий, мероприятия по их ликвидации проводятся по дополнительным планам.

Для успешного ведения нефтяных операции на месторождении Шинжир недропользователь имеет разработанный и утвержденный “План проведения работ по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций” в соответствии со следующими положениями:

- возможные аварийные ситуации при намечаемой хозяйственной деятельности;
- методы реагирования на аварийные ситуации;
- создание аварийной бригады (численность, состав, руководители, метод оповещения и т.д.);
- фазы реагирования на аварийную ситуацию;
- оснащенность оборудованием, материалами и техникой бригады для локализации и ликвидации разливов;
- методы локализации очагов загрязнения.

Основными мерами по предупреждению аварийных ситуаций является строгое соблюдение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. [4,5,6]

В целях предотвращения аварийных ситуаций на предприятии разработаны специальные мероприятия:

- все конструкции рассчитаны и запроектированы с учетом сейсмических нагрузок;
- установку бурового и технологического оборудования производить на фундаментах, на основе сульфатостойкого портландцемента, с покрытием подземной частью горячим битумом за 2 раза;
- применять буровой раствор без высокотоксичных химических реагентов.

Специалисты уверены, что технологические решения и меры безопасности, реализуемые ими при осуществлении данного проекта, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения.

Список литературы

1. Статистический сборник Социально-экономическое развитие Мангистауской области. г. Актау. 2008 г.
2. Охрана окружающей среды Мангистауской области. Статистический сборник. г. Актау 2008 год.
3. Серия 16. Природные ресурсы и охрана окружающей среды. Об экологических авариях, приостановленных объектах и нарушениях природоохранного законодательства по

Мангистауской области. 2008 год. Управление статистики Мангистауской области.

4.Серия 16. Природные ресурсы и охрана окружающей среды. О коммунальных отходах в рамках их общественного сбора и вывоза, сортировке и депонировании отходов за 2008 год. Управление статистики Мангистауской области.

5.Серия 6. Потребительский рынок. О работе канализационных сетей в Мангистауской области 2008. Управление статистики Мангистауской области.

6.Серия 16. Природные ресурсы и охрана окружающей среды. Об образовании и удалении токсичных отходов за первое полугодие 2008 года. Управление статистики Мангистауской области.

7. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. Алматы 1998 год.

УДК 661

**Е.У.Арстаналиев¹, Р.Е.Мукамбеткалиева¹, Г.Б.Тажиева¹, С.П.Василевская²,
Р.Ф.Сагитов³, В.Е.Дудоров², Н.Н.Рахимова², В.А.Солопова², Е.Л. Горшенина²**

¹Атырауский Университет Нефти и Газа, Казахстан, г. Атырау, esen-65@mail.ru

²ГОУ ВПО ВО Оренбургский государственный университет, Россия, г. Оренбург, archos1975d@gmail.com

³ООО «Научно-исследовательский и проектный институт экологических проблем», Россия, г. Оренбург, rsagitov@mail.ru

АНАЛИЗ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНАХ

Аннотация. Загрязнение окружающей среды в районах ведения буровых работ и разработки месторождений является одним из основных приоритетных экологических проблем. При этом, как показывают наблюдения, основными объектами загрязнения являются подземные воды, гидро- и литосфера (открытые водоёмы, дно акваторий, почвенно-растительный покров). Источниками загрязнения являются результаты самого технологического процесса. Наибольшую опасность для объектов природной среды представляют технологические отходы бурения, которые накапливаются и хранятся непосредственно на территории буровой. К технологическим отходам бурения относятся буровой шлам, отработанные буровые технологические жидкости и буровые сточные воды. Они образуются в технологическом процессе промывки скважины. В процессе углубления скважины на забое образуется выбуренная порода. При гидротранспорте бурового раствора с забоя скважины на поверхность порода под воздействием техногенных факторов превращается в буровой шлам. Поэтому на средствах очистки циркуляционной системы буровой установки из промывочной жидкости отделяют не выбуренную породу, а буровой шлам, отличающийся по объему и, что особенно важно с экологической точки зрения, по физико-химическим свойствам. Объем выбуренной породы равен объему ствола скважины. При проектировании объем бурового шлама приближенно принимается больше объема выбуренной породы на 20%.

Ключевые слова: подземные воды, гидросфера, литосфера, выбуренные породы, фильтрация, шламовые амбары, буровой шлам, буровой раствор, техногенные факторы.

Введение

Загрязнение окружающей среды в районах ведения буровых работ и разработки месторождений является одним из основных приоритетных экологических проблем. При

этом, как показывают наблюдения, основными объектами загрязнения являются подземные воды, гидро-и литосфера (открытые водоёмы, дно акваторий, почвенно-растительный покров). Источниками загрязнения являются результаты самого технологического процесса. Исследователи их подразделяют на две группы: постоянные и временные, (рисунок 1). К первым относятся фильтрация и утечка жидких отходов из шламовых амбаров. Ко второй – источники временного действия – осложнения, возникающие при бурении скважин, в частности, поглощение бурового раствора, выбросы бурового раствора на дневную поверхность, нарушение герметичности заколонного пространства, приводящее к межпластовым перетокам и заколонным проявлениям и др.

Наибольшую опасность для объектов природной среды представляют технологические отходы бурения, которые накапливаются и хранятся непосредственно на территории буровой. К технологическим отходам бурения относятся буровой шлам, отработанные буровые технологические жидкости и буровые сточные воды. Они образуются в технологическом процессе промывки скважины.

Цель исследования

Оценить негативное экологическое воздействие на окружающую среду при бурении и влиянии отходов бурения (буровых шламов) непосредственно на почву.

Загрязнение окружающей среды в районах ведения буровых работ и разработки месторождений является одним из основных приоритетных экологических проблем. При этом, как показывают наблюдения, основными объектами загрязнения являются подземные воды, гидро-и литосфера (открытые водоёмы, дно акваторий, почвенно-растительный покров). Источниками загрязнения являются результаты самого технологического процесса. Исследователи их подразделяют на две группы: постоянные и временные, (рисунок 1). К первым относятся фильтрация и утечка жидких отходов из шламовых амбаров. Ко второй – источники временного действия – осложнения, возникающие при бурении скважин, в частности, поглощение бурового раствора, выбросы бурового раствора на дневную поверхность, нарушение герметичности заколонного пространства, приводящее к межпластовым перетокам и заколонным проявлениям и др.

Наибольшую опасность для объектов природной среды представляют технологические отходы бурения, которые накапливаются и хранятся непосредственно на территории буровой. К технологическим отходам бурения относятся буровой шлам, отработанные буровые технологические жидкости и буровые сточные воды. Они образуются в технологическом процессе промывки скважины.

В процессе углубления скважины на забое образуется выбуренная порода. При гидротранспорте бурового раствора с забоя скважины на поверхность порода под воздействием техногенных факторов превращается в буровой шлам. Поэтому на средствах очистки циркуляционной системы буровой установки из промывочной жидкости отделяют не выбуренную породу, а буровой шлам, отличающийся по объему и, что особенно важно с экологической точки зрения, по физико-химическим свойствам. Объем выбуренной породы равен объему ствола скважины. При проектировании объем бурового шлама приблизительно принимается больше объема выбуренной породы на 20%.

Увеличение объема бурового шлама по сравнению с выбуренной породой связано со следующими факторами:

- разуплотнение частиц шлама в результате снижения действия на них внешнего давления;
- образование и расширение трещин;
- набухание глинистых частиц, слагающих шлам;
- адгезионное налипание на поверхность шлама частиц коллоидных размеров из промывочной жидкости [1,2,3].

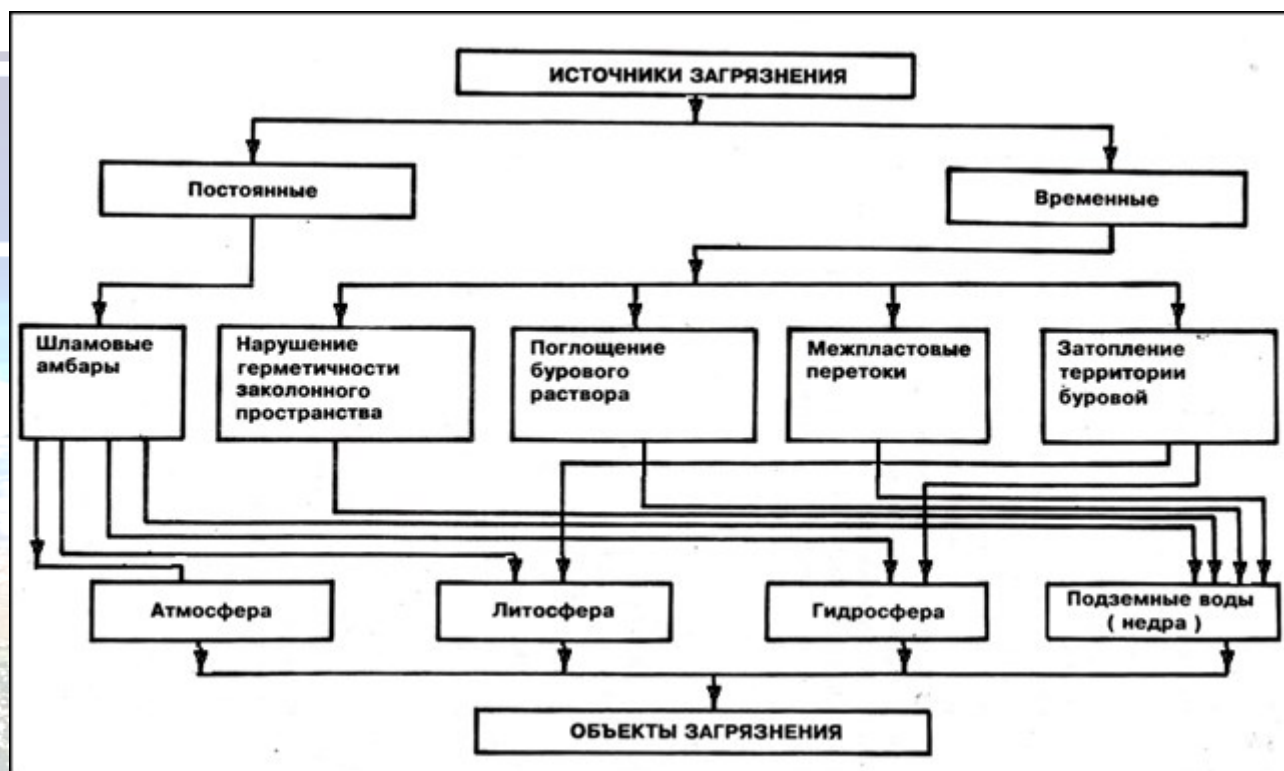


Рисунок 1 - Классификация источников загрязнения окружающей среды при бурении скважин

Как известно, в большинстве своём бурение скважин осуществляется в осадочных отложениях, в которых наиболее распространены глинистые породы. Их доля составляет около 65-80%. Выбуренные частицы глинистых или скрепленных глинистым цементом пород в процессе гидротранспорта с забоя скважины на поверхность пропитываются фильтратом промывочной жидкости и набухают. Продолжительность нахождения частиц породы в промывочной жидкости с глубиной скважины изменяется в относительно широких пределах. Чем дольше они находятся в буровом растворе, тем больше их набухание. При этом происходит адгезионное присоединение к ней частиц твердой фазы преимущественно коллоидных размеров из промывочной жидкости.

Материалы и методы исследования

Увеличение объема бурового шлама по сравнению с выбуренной породой связано со следующими факторами:

- разуплотнение частиц шлама в результате снижения действия на них внешнего давления;
- образование и расширение трещин;
- набухание глинистых частиц, слагающих шлам;
- адгезионное налипание на поверхность шлама частиц коллоидных размеров из промывочной жидкости [1].

Как известно, в большинстве своём бурение скважин осуществляется в осадочных отложениях, в которых наиболее распространены глинистые породы. Их доля составляет около 65-80%. Выбуренные частицы глинистых или скрепленных глинистым цементом пород в процессе гидротранспорта с забоя скважины на поверхность пропитываются фильтратом промывочной жидкости и набухают. Продолжительность нахождения частиц породы в промывочной жидкости с глубиной скважины изменяется в относительно широких пределах. Чем дольше они находятся в буровом растворе, тем больше

их набухание. При этом происходит адгезионное присоединение к ней частиц твердой фазы преимущественно коллоидных размеров из промывочной жидкости.

Существенное влияние на изменение физико-химических свойств частиц выбуренной породы оказывает дисперсионная среда бурового раствора. Поры и трещины частиц породы заполняются дисперсионной средой бурового раствора, на поверхности частиц выбуренной породы адсорбируются вещества из дисперсионной среды бурового раствора. Минералогический состав бурового шлама определяется литологическим составом разбуриваемых пород и может существенно изменяться по мере углубления скважины. Химический состав бурового шлама зависит как от его минерального состава, так и свойств бурового раствора. Гранулометрический состав шлама, как известно, определяется типом и диаметром пород разрушающего инструмента, механическими свойствами породы, режимом бурения, свойствами промывочной жидкости и эффективностью ее очистки. При применении долот режущего типа объем шлама значительно больше, чем при бурении шарошечными долотами, а при применении долот истирающе-режущего типа, объем шлама значительно меньше и составляет 10-15% от всего объема выбуренной породы [1]. При роторном способе бурения количество шлама уменьшается по сравнению с турбинным за счёт диспергирования выбуренной породы, вызванного вращением колонны бурильных труб. Данное обстоятельство ухудшает реологические параметры бурового раствора, вызывает необходимость их обработки водными растворами химических реагентов, что соответственно увеличивает объем избыточной промывочной жидкости. Объемы шлама и избыточной промывочной жидкости зависят от эффективности очистных устройств.

Экологическая опасность бурового шлама определяется:

- токсическим воздействием химических элементов и соединений, входящих в его состав;
- повышением мутности воды, что нарушает жизнедеятельность морской фауны;
- физическим воздействием на донные организмы.

Токсическое воздействие на организмы является одним из серьезных аспектов проблемы. В настоящее время при оценке экологичности бурового шлама основное внимание обращается на валовое содержание минеральных компонентов. Однако важно знать, в какой химической форме минеральные компоненты присутствуют в шламе. Многочисленными исследованиями доказано, что наиболее опасными являются подвижные формы химических веществ, которые определяют степень токсичности и опасности бурового шлама [4].

Наиболее распространенный способ ликвидации шламовых амбаров выглядит следующим образом. Амбары освобождают от жидкой фазы, которую направляют в систему сбора и подготовки нефти с последующим использованием ее в системе поддержания пластового давления. Оставшийся шлам засыпают минеральным грунтом [5,6]. Описанный способ ликвидации шламовых амбаров имеет ряд серьезных недостатков, одним из которых является содержание в буровом шламе достаточно высоких концентраций нефтеуглеводородов, тяжелых металлов в подвижной форме, и других токсичных веществ. Поэтому необходимость ликвидации шламовых амбаров с последующим обезвреживанием и утилизацией бурового шлама очевидна.

Мероприятия, отмеченные в работе [7,8], предусматривают также: полный отказ от использования земляных амбаров и замена их металлическими резервуарами большой вместимости; применение циркуляционной системы усовершенствованной конструкции с надежными закрытыми трубопроводами для перепуска бурового раствора; освоение на практике транспортирования бурового раствора со скважины на скважину для многократного его использования (в первую очередь это относится к растворам на нефтяной основе и эмульсионным); обработка и обезвреживание остатков бурового раствора и захоронение их в специально отведённых местах. Для тех случаев, когда из-за больших расстояний транспортировка буровых растворов со скважины на скважину нерентабельна, разрабатываются иные способы. Например, в БашНИПИнефти разработан метод

распылительной сушки обработанных химическими реагентами глинистых растворов для получения вторичных глинопорошков.

В целом, в различных странах разрабатываются способы обработки оставшегося в отстойниках бурового раствора специальными активирующими добавками, которые ускоряют процесс отверждения отходов буровых работ.

Как известно, процесс строительства скважин охватывает несколько этапов: подготовительные работы, бурение, крепление, освоение, заключительные работы, включающие ликвидацию шламовых амбаров и рекультивацию земель, нарушенных бурением. Для каждого этапа характерен свой комплекс работ, выполнение которого в обязательном порядке должно осуществляться в строгом соответствии с действующими законодательными актами и экологическими нормативами. Процесс ликвидации амбара в работе [5,6,8,9,10] предлагается условно разделить на следующие технологические стадии:

- сбор нефтяной пленки с поверхности амбара;
- очистка жидкой фазы от эмульгированной нефти;
- доочистка жидкой фазы (степень очистки зависит от дальнейшего использования очищенной воды);
- обезвоживание и обезвреживание бурового шлама;
- утилизация бурового шлама;
- очистка нефтезагрязненного грунта.

Таким образом, весь отмеченный технологический процесс ликвидации шламового амбара можно представить в виде двух этапов:

- 1) очистка и обезвреживание содержимого амбара;
- 2) собственно утилизация бурового шлама.

Первый этап должен проводиться с учетом особенностей состава отходов, находящихся в шламовом амбаре.

Предварительный сбор пленки с поверхности амбарной жидкости производится с помощью установок типа УСН-2, УСН-300, СМ-5 у которых производительность по нефтепродуктам 0.2 –5 м³/ч, минимальная допустимая толщина слоя нефтепродуктов 0,01 –1 мм, эффективность сбора нефтепродуктов 99.5-90 %, содержание воды в собранных нефтепродуктах 2-10% соответственно [3,4,11,12].

Результаты исследования

В целом, как показывает анализ, изменения, происходящие под влиянием буровых отходов, сводятся к следующему:

- токсическое воздействие на органы и ткани донных организмов вследствие аккумуляции в них различных вредных веществ, имеющих в составе буровых отходов;
- уменьшение продолжительности жизни в большинстве популяций;
- полное исчезновение некоторых видов;
- гибель от удушья малоподвижных форм бентоса вследствие сброса материалов на дно и длительной мутности придонной воды.

При организации системы контроля над сбросами отходов в море решающее значение имеет определение районов дампинга, определение динамики загрязнения морской воды и донных отложений.

Заключение

Таким образом, для выявления возможных объемов сброса в море, а также хранения на суше необходимо проводить анализ буровых отходов и сравнение концентраций всех загрязняющих веществ с их предельно допустимыми с учётом классов опасности.

Список литературы

1. Термическое воздействие как способ подготовки выбуренных пород к утилизации. Гамм Т.А., Гамм А.А., Шабанова С.В., Сагитов Р.Ф., Алямов И.Д., Арстаналиев Е.У., Имангалиева Г.Е., Галиева Л.Х. Экология и промышленность России. 2016. № 5. С. 22-26.

2. Арустамов Э.А., Гильденскиольд С.Р. Анализ экологического состояния Московской области в год экологии России // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 9, №2 (2017) <http://naukovedenie.ru/PDF/85EVN217.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.
3. М.Б. Полозов Учебно-методическое пособие «Экология нефтегазодобывающего комплекса». – Ижевск: Изд-во «Удмуртский университет», 2012 г. - 174 с.
4. Гамм Т.А., С.В. Шабанова, Баширов В.Д., Сагитов Р.Ф. / Экологический менеджмент и аудит: учебное пособие – Оренбургский гос. ун-т. Оренбург: ОГУ, 2016 – 101 с.
5. Оценка воздействия на окружающую среду на баклановском месторождении нефти в оренбургской области. Гамм А.А., Гамм Т.А., Шабанова С.В., Касимов Р.Н., Утяганова З.З., Сагитов Р.Ф., Мушинский А.А. Известия Оренбургского государственного аграрного университета. 2016. № 5 (61). С. 137-140.
6. Основные направления использования нефтесодержащих отходов в качестве вторичного сырья. Баширов В.Д., Султанов Н.З., Сагитов Р.Ф., Кабанов А.О. В сборнике: Теоретические и прикладные вопросы науки и образования сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции: в 16 частях. 2015. С. 14-17.
7. Арустамов Э.А., Гильденскиольд С.Р. Анализ экологического состояния Московской области в год экологии России // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 9, №2 (2017) <http://naukovedenie.ru/PDF/85EVN217.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.
8. М.Б. Полозов Учебно-методическое пособие «Экология нефтегазодобывающего комплекса». – Ижевск: Изд-во «Удмуртский университет», 2012 г. - 174 с.
9. Детков С.П., Детков В.П., Астахов В.А. Охрана природы нефтегазовых районов. - М.: Недра, 1994.- 335 с.
10. Измалков В.И., Измалков А.В. Техногенная и экологическая безопасность и управление риском. М.,- С.Пб.: НИИЦЭБ РАН, 1998. - 482 с.
11. Рост и развитие растений при рекультивации нефтезагрязнённых почв с использованием сточных вод. Гамм Т.А., Шабанова С.В., Гамм А.А., Сагитов Р.Ф. Известия Оренбургского государственного аграрного университета. 2016. № 1 (57). С. 127-129.
12. Вершинин В.В., Ларина Г.Е., Хуторова А.О. Оценка воздействия на окружающую среду и техника защиты окружающей среды. Москва. 2011.

МРНТИ 87.23.81

¹С.П. Василевская, ²Е.У. Арстаналиев,
²Ж.К. Жантурин, ³Р.Ф. Сагитов

¹Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Оренбургский государственный университет», г. Оренбург, Российская Федерация

²НАО "Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева", г. Атырау, Республика Казахстан

³ООО "Научно-исследовательский проектный институт "Промышленное и гражданское строительство", г. Оренбург, Российская Федерация

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Аннотация. Учитывая обозначившиеся в последние годы тенденции роста отечественной экономики, изменившаяся в последние два десятилетия структура экономики,

износ основных фондов, возросшая аварийность производства и другие факторы обусловили существенный рост негативного антропогенного воздействия на состояние окружающей среды и природных ресурсов в Российской Федерации.

Проблемы обеспечения экологической безопасности занимают все более важное место в системе мировых приоритетов, поскольку в последние десятилетия обострение и глобализация данных проблем происходило нарастающими темпами.

На текущий момент можно отметить небывалый международный интерес к совершенствованию эффективности обеспечения экологической безопасности, особенно в развитых странах и крупных региональных экономических группах, где экологические ценности все более активно и успешно объединяются в стратегии экономического развития, что приводит к весьма успешным решениям проблем экологической безопасности.

Ключевые слова: экологическая безопасность, климатические условия, современные технологии, снижения вероятности возникновения аварий.

Возможность промышленной добычи углеводородов в арктических морях России и транспортировки углеводородов в северных морях неизбежно создает угрозу негативных последствий техногенного загрязнения вод в чрезвычайных ситуациях и тем самым актуализирует проблемы постоянного экологического контроля в Арктике. Поэтому обеспечение безопасности при эксплуатации морских нефтяных и газовых платформ требует внедрения специфических систем и технологий.

Современные технологии для обеспечения безопасности эксплуатации морских нефтегазовых платформ и ряда других объектов нефтегазового комплекса должны включать установку автоматических контрольно-измерительных систем (АКИС), предназначенных для мониторинга состояния объекта на современном этапе, для быстрого реагирования на негативные изменения и принятие немедленных мер для предотвращения или уменьшения аварий с катастрофическими последствиями, или для уменьшения негативных последствий. При любых климатических и геологических условиях и при внешнем воздействии АКИС обязана непрерывно контролировать состояние несущих конструкций платформ, ледозащитных сооружений, прогнозировать поведение конструкций и предоставлять информацию о мерах по ремонту неисправных элементов оборудования способна решать следующие задачи:

- мониторинг напряженно-деформированного состояния наиболее критичных и нагруженных конструкций и узлов платформ во время их эксплуатации;
- предоставление персоналу платформы оперативной информации о потенциальных рисках, связанных с внешними факторами, состоянием каркасных конструкций, для своевременного принятия мер по предотвращению или уменьшению размера данных потенциальных последствий;
- сбор, хранение и анализ информации о внешней ситуации в районе расположения платформы, характер конструкций, влияющих на безопасность эксплуатации;
- предоставление информации другим автоматизированным системам, работающим на морской платформе, а также системам мониторинга береговых служб организаций, отвечающих за разработку всего месторождения в целом.

Главное отличительное достоинство АКИС - комплексное решение задач обеспечения безопасности функционирования объектов нефтегазодобывающего комплекса. Техническая структура системы сбора информации строиться на основе унифицированных приборов с достаточной для обеспечения высокой надежности степенью резервирования. Для учета и контроля накопленных повреждений в составе АКИС могут использоваться переносные ультразвуковые, рентгеновские и электромагнитные приборы, позволяющие контролировать образование и развитие трещин в сварных швах, а также повреждений в других наиболее напряженных металлических элементах конструкции. При анализе последствий ледовых воздействий, входной информацией являются направление и скорость движения ледяного поля, толщина льда, размеры торосов. Эти данные позволяют не только оценить размер

давления на поверхность обшивки в зоне контакта со льдом, но и с учетом многих других параметров (направление и скорость течения, ветра и т.д.) осуществить прогнозирование поведения ледяного поля вокруг платформы с высокой степенью достоверности. Измерение и анализ температуры конструкций обшивки опорного основания в зоне воздействия льда и силового набора корпуса позволяет не только существенно повысить точность моделирования поведения объекта, но может служить и косвенным источником информации о состоянии целого ряда других параметров. При оценке влияния внешних воздействий и прогноза состояния платформы, включая химическую электрохимическую обстановку, должны учитываться значения гидрологических и гидрометеорологических параметров, поскольку они влияют как на навигационную обстановку, так и на прочностноусталостные характеристики конструкций платформы [1].

Таким образом, внедрение АКИС в России представляет возможность существенного снижения вероятности возникновения аварий или уменьшения их последствий.

Технологии подводной добычи являются надежными и позволяют осуществлять промышленную деятельность с минимальным негативным воздействием на экологическую систему региона. Однако их использование в арктических условиях предполагает необходимость учета ряда ограничений на их использование. Разработка арктических морских месторождений позволит снизить чрезвычайные риски, связанные с внедрением подводных технологий для добычи нефти и газа, и подводной транспортировки углеводородов. В течение последних лет в мировой практике был выявлен крупный технический прорыв на морских месторождениях, с выходом на принципиально новые схемы обустройства с использованием подводных добычных комплексов. [2].

В настоящее время в мире создан широкий спектр оборудования для подводной добычи полезных ископаемых, позволяющего разрабатывать морские месторождения на различных глубинах океана. В стадии разработки и испытаний находятся подводные сепараторы и подводные компрессоры, обеспечивающие многоступенчатую транспортировку углеводородов. Добычные специальных управляющих гибких линий, которые представляют собой сложные инженерные сооружения. В дополнение к управляющим сигналам, то есть линиям связи в отдельных трубах, скомпонованных в общей оболочке, как правило, подается электричество, гидравлика и реагенты, необходимые для обеспечения бесперебойной работы скважины. К сожалению, на сегодняшний день в России подводные горнодобывающие комплексы не разработаны и не используются. Это связано с суровыми гидрометеорологическими условиями в наиболее перспективных нефтегазодобывающих регионах шельфа, такими как лед и низкие температуры. Из-за отсутствия опыта эксплуатации и применения подводных горнодобывающих комплексов в таких условиях, в основном практическое применение возможно только в незамерзающих морях.

Снижение рисков экологических катастроф при добыче нефти и газа на шельфе и транспортировке углеводородного сырья может быть обеспечено масштабным внедрением в эту отрасль промышленной подводной робототехники.

Значительные изменения в секторе высоких технологий привели к созданию современных систем управления, которые вступили в новый качественный этап развития, отмеченный использованием новейшей микропроцессорной вычислительной базы и созданием на ее основе автономных интеллектуальных интегрированных систем для роботизированных конструкций [3].

При разработке углеводородных промыслов в Арктическом секторе России морские подводные роботы могут найти применение при решении следующих задач:

- исследование области будущего строительства;
- выполнение сложных и тяжелых подводных работ по прокладке трубопроводов и площадок для подводного строительства, ремонт появляющихся повреждений;
- комплексный мониторинг текущего состояния районов добычи нефти и газа на

шельфе, мониторинг состояния, выявление участков, требующих срочных корректирующих действий, идентификация мест повреждения.

В настоящее время в мире существует более 300 проектов подводных роботов. Идет параллельный процесс - создание подводных аппаратов промышленного освоения и подводного сохранения морского дна для промысловых работ, пилотируемые подводные суда оснащаются разнообразным поисково-разведочным оборудованием и находят широкое применение на практике.

Список литературы

1. Бухгалтер, Э. Б. Нормативные аспекты экологического мониторинга при морской нефтегазодобыче в Арктике / Э.Б. Бухгалтер, Е.Е. Ильякова // Научно-технический сборник · ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ № 2 (13) / 2013. - С. 82-87.
2. Вовк В. А. Методы рационального освоения нефтегазовых месторождений арктического шельфа: 05.15.12 : автореф. дис. канд. техн. наук / В. А. Вовк ; ВНИИГАЗ. – Москва, 1998. – 23 с. – Текст :непосредственный.
3. Косарева, Ю.В. Подводные добычные комплексы как перспективный тренд в освоении арктических месторождений и некоторые вопросы их электроснабжения / Ю.В. Косарева и др. // Neftegaz.RU № 11 [95] 2019. С-26-36.

А. Ш. Канбетов, Д.К. Құлбатыров, Д.Е. Ғинаятова
КЕАҚ "С. Өтебаева атындағы Атырау мұнай және газ университеті"

«ҚАШАҒАН» КЕН ОРНЫНЫҢ ТҮБІН ТЕРЕҢДЕТУ ЖҰМЫСТАРЫ АУДАНЫНДАҒЫ СУ ЛАЙЛАНУЫНЫҢ МОНИТОРИНГІ

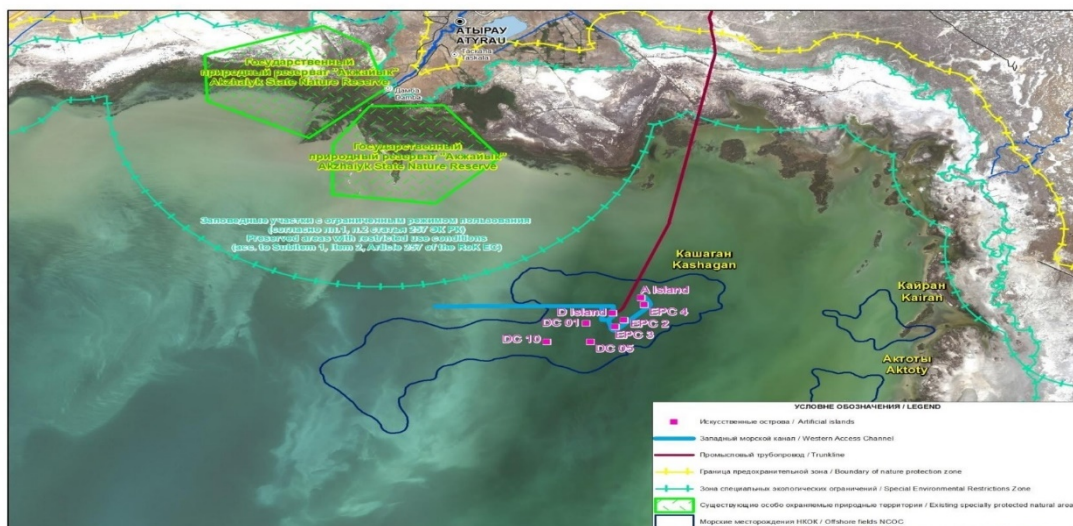
Андатпа. Бұл жұмыс тікелей теңіз суының лайлану параметрлерін және олардың Каспий теңізінің солтүстік-шығыс бөлігінде орналасқан Батыс жолы бойына және «Қашаған» кен орнындағы D блогы, ЕРС-2, ЕРС-3, ЕРС-4 аралдары және А аралындағы тереңдету жұмыстары барысында өзгеруін бақылауға арналған.

Кілт сөздер. Судың лайлануы, Түбін тереңдету жұмыстары, "Қашаған" кен орны, Каспий теңізінің солтүстік-шығыс бөлігі.

Қашаған кен орны Каспий теңізінің Қазақстандық секторының солтүстік-шығыс бөлігінің Атырау қаласынан оңтүстікке қарай 75 км жерде орналасқан. Әкімшілік жағынан Атырау облысына жатады.

Соңғы жылдары Каспий теңізінің орташа деңгейі төмендеп келеді. Соңғы болжамдар бұл үрдістің жалғасуы мүмкін екенін көрсетеді[1-5]. Бұған дейін НКОК "Қашаған кен орны объектілерін орналастыру" жобасы аясында теңіз түбін тереңдету жұмыстарын жүргізген болатын. Теңіз кешені. Теңіз Тасымалдау Арналары. (сметалық құжаттамасыз)", 26.03.2021 ж. №15-0081/21 мемлекеттік сараптаманың қорытындысы, үздіксіз теңіз логистикалық операцияларын қамтамасыз ету, сондай-ақ шұғыл эвакуациялауды қамтамасыз ету мақсатында.

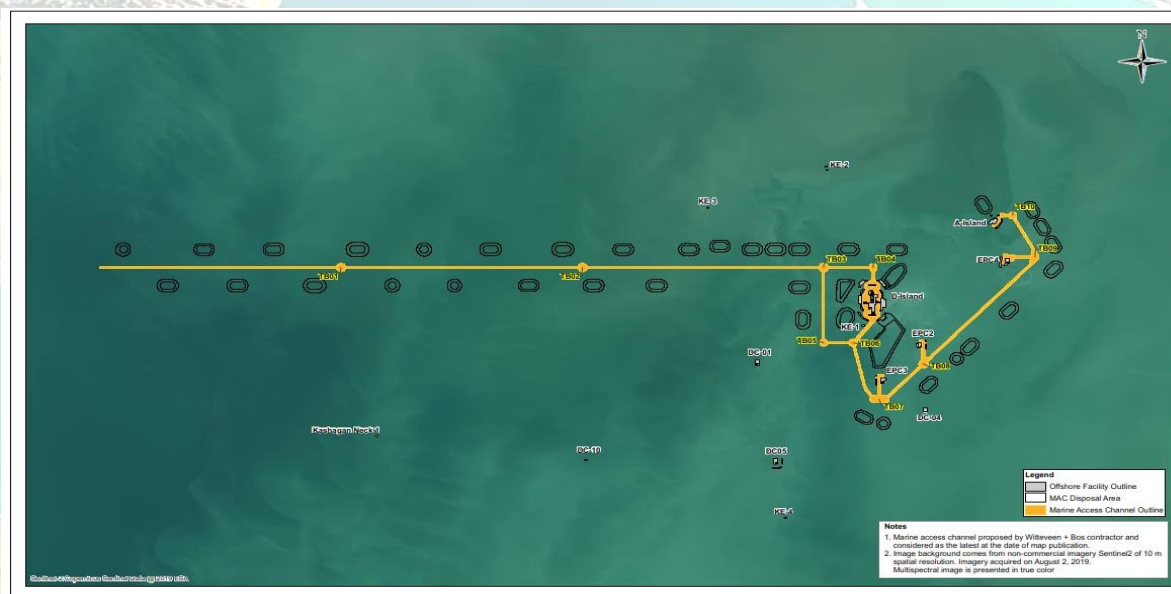
Түбін тереңдету жұмыстары Ақжайық мемлекеттік резерватының қорық аймағынан, су қорғау аймағынан және балықтардың қалыпты уылдырық шашу барысын қамтамасыз ету үшін 1 сәуір мен 15 шілде аралығындағы пайдалану режимін шектеу аймағынан тыс жерлерде жүргізілді(Экологиялық кодекстің 269-бабы) [6] (1 сурет).



1-сурет. Тереңдету жұмыстарын жүргізу учаскесі

Бұл жұмыстың мақсаты теңіз суының лайлану параметрлерін, олардың түпті тереңдету барысында өзгеруін бақылау болып табылады.

Зерттеулер Каспий теңізінің солтүстік бөлігіндегі фрезерлік жер снарядтарымен бір мезгілде Батыс жолы бойында және D блогына, EPC-2, EPC-3, EPC-4 аралдарына және А аралында жүргізілді (сурет. 2).



2-сурет. Арналар мен үйінділердің орналасуының ситуациялық картасы

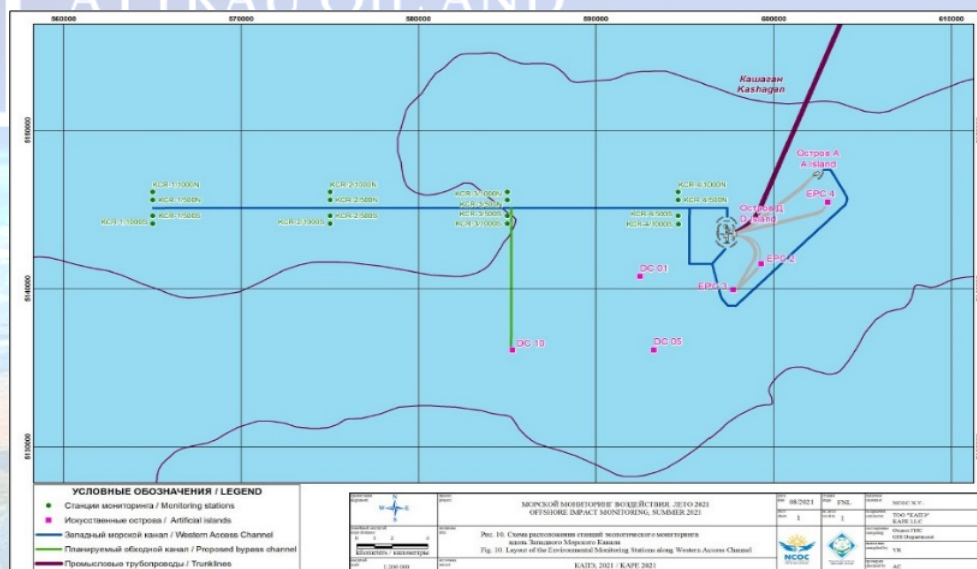
Түпті тереңдету жұмыстарының жүргізілу себептері:

- * Каспий теңізі деңгейінің төмендеуі;
- * Қызметкерлердің қауіпсіздігін, авариялық эвакуациялауды және жоспарлы алдын алу жөндеу жүргізуді қамтамасыз ету;
- * кемелердің қолданыстағы бағыттарын тереңдету;
- * техникалық және уақыттық шектеулерді ескере отырып, әзірлеудегі басқа да шешімдер.

Зерттеу материалы мен әдістері

2021 жылы және 2022 жылдың көктем - жазында судың лайлануы теңіз экологиялық мониторингі бақылау станцияларында Түпқараған шығанағы, А аралы, D аралы, Солтүстік

кәсіптік құбыр жолының бойында, DC01, DC04, DC05, DC10, EPC2, EPC3, EPC4, KW1, KW2, Қайран, Ақтоты аралдары, сондай-ақ теңіз навигациялық каналының бойында, яғни түбін тереңдету жұмыстары ауданында жүргізілді (сурет. 3).



3-сурет. Экологиялық мониторинг станцияларының орналасуы

Судағы қалқыма заттардың сейілуін және жер снарядтарының жұмыс учаскелеріндегі судың лайлығының өзгеруін күнделікті бақылау «Ногіба U53» портативті зонд арқылы жүзеге асырылады.

Өлшемдер төрт фрезерлік және бір механикалық тереңдеткіштің/жер снарядтары маңайында жүргізіледі. Әрқайсысында 3 сынама тереңдеткіштерден шамамен 300, 500 (шлам құбыры бойымен) және 1000 (шлам төгілетін жерге жақын) метр қашықтықтан алынады.

Шартты фондық станцияда арнаның негізгі осінен 2 км-ден астам қашықтықтағы лайландыру шекарасынан тыс жерде «YSO EXO 2» стационарлық автоматты жабдығы және «ADTP Nortek» ағын профилографы бар платформа орнатылған.

Зерттеу нәтижелері

Судың лайлылығы – бейорганикалық және органикалық ұсақ қалқыма заттардың болуына байланысты судың мөлдірлігінің төмендеуін, сонымен қатар планктонды организмдердің дамуын сипаттайтын көрсеткіш. Лайлылықты өлшеу үшін фотометриялық әдіс қолданылады [7].

Зерттелген кезеңде орындалған жұмыстардың көлемі 1-кестеде көрсетілген.

Кесте 1. Орындалған жұмыс көлемі, 2021 - 2022 жж

Параметрлер	Жаз 2021 ж.	Күз 2021 ж.	Көктем 2022 ж.	Жаз- күздің басы 2022 г.	Қорытынды
Теңіз суының сапасының гидрохимиялық және гидрофизикалық көрсеткіштерінің өзгеруін бақылау (лайлылық, тұздылық, еріген оттегі, РН, электр өткізгіштік) – түбі мен беті	436	208	310	602	1556

Дүниежүзілік денсаулық сақтау ұйымы (ДДҰ) лайлануды өлшеу үшін NTU бірлігін (нефелометриялық лайлылық бірлігі – 90° бұрышта шашыраған жарық мөлшерінің түскен жарыққа қатынасы) пайдаланады.

Witteven Bos компаниясы 2020 жылы DELWAQ сандық үлгісін пайдалана отырып жүргізген лайлы шлейфті модельдеуге сәйкес, лайлану шлейфтерінің негізгі көзі шөгінді материалды үйінділерге, яғни шөгінді төгілетін жерге тастау болып табылады.

Сондай-ақ, модельдеу кезінде түпті тереңдету кезіндегі шлейфтердегі лайлану мәндері фондық көрсеткіштерден жоғары, 250-300 мг/л (яғни 431-517 NTU) дейін күтілді [8] (2-кесте).

Кесте 2. Судың лайлануы (NTU) [9]

Жылдар, мезгіл	Горизонт	Тербеліс, NTU	Орташа мәндер, NTU	Ескертпелер
Жаз 2021	беткі	7,5-335	51,7	Лайланудың максималды мәні дауыл кезеңдерінде және одан кейінгі бірнеше күн ішінде байқалды.
	төменгі	6-387	51,5	
Күз 2021	поверхностный	15-261	33	
	төменгі	18-269	36	
Көктем 2022	Беткі	9,1-432,9	110,6	Максимальды мәндер Табиғи лайлану Дауыл кезінде шығу тегі байқалды.
	төменгі	22,2-425,5	128,7	
Жаз-күздің басы 2022	Беткі	3,2 - 433,0	69,5	
	төменгі	6,5 - 393,0	73,9	
Фондық көрсеткіштер, жаз және күз 2021	Беткі	5,5-493	41,6	Бақылау кезеңінің 51% - ы 10-12 м/с-тан асатын дауылды ауа-райы болды.
	төменгі	6.9-471	54,5	
Фондық көрсеткіштер, көктем 2022	Беткі	7,4-407,5	119	Лайланудың таралуын түсіру орнынан 1000 м-ге дейін шектеу.
	төменгі	8,7-431,9	130,9	
Фондық көрсеткіштер, Жаз-күздің басы 2022	Беткі	3,0 - 124,2	39,8	
	Төменгі	4,0 - 159,2	41,8	
Жобалық лайлану	Судың бүкіл қабаты тереңдігі бойынша	430-517 модельдеу кезінде		

2021-2022 жылдардағы мониторинг кезеңінде жер снарядтары мен фондық станцияларда тереңдету жұмыстарын жүргізу кезінде судың лайлануы уақыт пен кеңістікте кең ауқымда өзгерді.

Қорытынды

Тереңдету жұмыстары кезіндегі лайланудың максималды мәндері дауыл кезінде пайда болатын табиғи лайлану мәндерімен сәйкес келеді.

2021-2022 жылдардағы тереңдету жұмыстарының мониторингі кезеңінде жер снарядтарының жұмысы кезінде судың төменгі қабатының лайлануы, фондық станциялардағыдай, беткі қабатқа қарағанда жоғары болды. Лайлылық пен мөлдірліктің жыл аралық өзгергіштігінде бұрын байқалған үрдіс сақталуда.

2021-2022 жылдардағы мониторинг кезеңіндегі фондық көрсеткіштерге қатысты лайланудың өлшенген асып кетуі ҚОӘБ-дағы (2020 ж.) лайлану шлейфін модельдеу кезінде есептелген диапазоннан аспайды.

Пайдаланылған әдебиеттер

1. Сакинат А. Гусейнова, Ахма С. Абдусаматов. Каспий теңізі деңгейінің динамикасының болжамы және оның жағалау аймақтары үшін салдары // Ресейдің оңтүстігі: Экология, даму. 2015, 10 Том. № 4, С. 119-126.
2. Су балансы және Каспий теңізі деңгейінің ауытқуы. Модельдеу және болжау. Доктор геогр өңдеген. ғылымдар Е. С. Нестерова-М.: ЛТД триадасы, 2016. 378 Б.
3. Табелинкова А.С. Каспий теңізі деңгейінің ауытқуы: себептері, салдары және зерттеу әдістері // Еуразиялық Ғалымдар одағы (ЕУ). 2019, № 4 (61), 34-40 ББ.
4. A. Kenzhegaliev A. Kanbetov D. Kulbatyrov A. Shakhmanova A. Abilgazyeva. Fluctuation in the level of the Caspian sea and its consequences. E3S Web of Conferences, Volume 288, 2021, 01063. International Symposium on Sustainable Energy and Power Engineering, (SUSE-2021). <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128801064>
5. Абузьяров З. К., Нестеров Е.С. Каспий теңізі деңгейінің кеңістіктік-уақыттық өзгергіштігінің кейбір ерекшеліктері // Ресей гидрометеорологиялық орталығының еңбектері. 2011. Т. 345. 5-23 бет.
6. Қазақстан Республикасының 2021 жылғы 2 қаңтардағы № 400-VI ҚРЗ Экологиялық кодексі.
7. ҚР СТ ИСО 7027-2007 " су сапасы. Бұлыңғырлықты анықтау".
8. Қашаған м/р объектілерін жайластыру " жобасы. Теңіз кешені. Теңіз кеме арналары". Қоршаған ортаға әсерді бағалау. "SED" ЖШС, 2020.
9. NCOC келісімшарттық аумақтарындағы әсердің теңіз мониторингі. "Green Benefits" ЖШС, "КАПЭ" ЖШС есептері 2021, 2022.

КАСПИЙ
ТЫНЫСЫ - 2023

ГЛАВА 3. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ, ТРАНСПОРТА И СТРОИТЕЛЬСТВА

Д. Нариманұлы, А. Ә. Қонарбаева

Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау, Қазақстан

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНДА АЭС САЛУДЫҢ АРТЫҚШЫЛЫҚТАРЫ МЕН КЕМШІЛІКТЕРІ

Мемлекет басшысы Қасым-Жомарт Тоқаев «Әділетті Қазақстанның экономикалық бағдары» атты Қазақстан халқына Жолдауында "Атом энергетикасын дамыту аса маңызды экономикалық және саяси мәселеге айналды. Атом электр станциясын салу қажет пе, жоқ па деген сауалға қатысты түрлі пікір бар екенін білесіздер. Қазақстан – әлемдегі ең ірі уран өндіруші мемлекет. Ендеше өз жерімізде атом станциясын салуға әбден қақымыз бар. Кейбір сарапшылар шағын ядролық станциялар салу керек деген пікір айтады. Алайда көптеген азамат пен бірқатар сарапшы ядролық станцияның қауіпсіздігіне күмәнмен қарайды. Атом электр станциясын салу немесе салмау мәселесі – еліміздің болашағына қатысты аса маңызды мәселе. Сондықтан оны жалпыұлттық референдум арқылы шешкен жөн деп санаймын. Нақты мерзімін кейін анықтаймыз", - деген болатын.

Чернобыль АЭС-да және Фукусима-1 АЭС-да болған апатты жағдайлар қатаң сынға ұшырап, халық арасында жаңа АЭС тұрғызу мәселелері толық қолдау таппай отыр. АЭС-ның құрылысы қазіргі жағдайды және адамдардың атом энергетикасына деген көзқарасын ескеруді талап етеді және "мұқият және жұмсақ" жүргізілуі тиіс.

Бұл ғылыми мақалада Қазақстанда АЭС салудың артықшылықтары мен перспективалары, сондай-ақ атом энергиясын өндірудің тәуекелдері қарастырылған.

Атом электр станциясының құрылысы қазақстандық қоғамда 1997 жылдан бері талқыланып келеді. Бүгінгі таңда бұл тақырыпқа қатысты әртүрлі пікірлер бар. Көптеген адамдар қарсы, өйткені Семей полигонының ауқымы бойынша ең ірі апат ретіндегі тәжірибесі қазақстандық қоғамда терең жара қалдырды - бұл еліміздегі ядролық энергетика технологияларына деген алаңдаушылық пен қоғамдық сенімсіздікті қалыптастыруда маңызды рөл атқарады.

Бірақ, бүгінгі таңда атом энергетикасы жаһандық энергетиканың маңызды қосалқы саласы болып табылады және жаһандық электр энергиясын өндіруге елеулі үлесін қосуда. Әлемдегі өндірілетін электр энергиясының шамамен 10% - ы АЭС-на тиесілі. АЭС-ы электр энергиясын өндіру көлемі бойынша көмір, газ және гидроэнергетикадан кейінгі төртінші орында.

Бүгінгі таңда атом энергетикасы - тұтынушыларды 60 жылдан астам уақыт бойы сенімді энергиямен қамтамасыз етіп келе жатқан, қолжетімді бағамен тұрақты электр энергиясын өндірудің жалғыз көзі болып табылады. АЭС "жасыл" энергия көзіне де жатқызуға болады. Қазақстанда жоспарланған 300 МВттық АЭС-ның жұмысы жыл сайынғы парниктік газдардың шығарындыларын 1,5 млн. тоннаға төмендететін болады.

Сонымен қатар, атом энергетикасы – экономиканың дамуына ықпал ететін, аралас салаларда жұмыс орындарын құратын жоғары технологиялық сала.

Атом электр станциясының құрылысы 4-ші энергोकөшудің міндетті шарты – мемлекеттің энергетикалық саясатын декарбонизацияға бағыттау болып табылады.

В.А. Яшков, А.А.Конарбаева

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

ГЛОБАЛЬНЫЕ ТРЕНДЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА

Актуальность темы доклада обусловлена высокой ролью электроэнергетики в мировом социально-экономическом развитии, является значимым фактором при принятии экономических, политических и социальных решений. Кроме того, тренды развития мировой электроэнергетики оказывают существенное влияние на многие промышленные отрасли, а также на конъюнктуру многих сырьевых рынков.

В то же время проблемы комплексного развития всей мировой электроэнергетики в исследованиях ученых-энергетиков представлены достаточно узко.

Целью статьи является комплексная оценка перспектив развития мировой электроэнергетики в контексте энергетического перехода.

Научная новизна исследования заключается в обобщении и актуализации трендов развития мировой электроэнергетики.

Гипотеза исследования: под влиянием 4-го энергетического перехода мировая электроэнергетика и ее смежные отрасли подвергаются трансформации.

В статье применены методы статистического анализа. Проведен контент-анализ документов, связанных с реализацией энергетической политики в области перспективных направлений развития мировой электроэнергетики.

Характерной особенностью 4-го энергоперехода является преобладающая роль энергетической политики государства, направленной на сокращении выбросов парниковых газов, что требует развитие ВИЭ.

Так как, технология ВИЭ обладает нерегулируемым режимом работы встает вопрос технологии накопления электроэнергии. Из перспективных – это литий-ионные аккумуляторы и криогенная технология.

Другим важным фактором развития мировой электроэнергетики является цифровизация – внедрение цифровых решений по всей цепочке создания стоимости в электроэнергетической отрасли.

В основе концепции децентрализованного развития энергетики лежит развитие малой распределенной генерации электроэнергии.

В атомной энергетике наибольшие объемы прироста мощностей АЭС ожидается в Китае и Индии. В Казахстане планируется также ввести АЭС.

Технологии – основа энергоперехода все указанные выше тренды в первую очередь обеспечивают эффективное использование ресурсов, повышение энергетической безопасности и обуславливают дальнейшее расширение и диверсификацию рынков электроэнергии.

ГЛАВА 4. ЭКОНОМИКА И СОЦИАЛЬНО-ГУМАНИТАРНЫЕ НАУКИУДК 338.2
МРНТИ 06.52.17ATYRAU OIL AND
GAS UNIVERSITY**Г.К.Алмагамбетов**

Almaty Management University, Алматы, Казахстан

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ ВНЕШНЕЙ СРЕДЫ НОРТ КАСПИАН ОПЕРЕЙТИНГ КОМПАНИ Н.В.

Аннотация. В данной статье была проведена оценка факторов внешней среды Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В. (НКОК). Проектное управление, внедренное на предприятии, требует постоянного совершенствования. Во время реализации проектов возникают проблемы, устранение которых при системном подходе приводит к совершенствованию процесса управления проектами в целом. Однако как показывает практический опыт применения проектного управления в нефтяных компаниях, возникает ряд проблем. Одной из таких недостатков является то, что большое количество подрядных организаций, которые реализуют проект, на самом деле не ориентированы на цели заказчика. Это приводит к тому, что качество проектных работ может страдать. Хотя и предприятия данного сектора активно применяют проектный менеджмент с момента начала работы, есть недочеты в регламенте процессов, отсутствует благоприятный климат между операционными работниками и проектными исполнителями на месторождениях, персонал подрядчиков не понимают иерархии менеджмента и не особо осведомлены в проектном управлении. Следовательно, внешние факторы имеют влияние на реализацию проектов компании.

Ключевые слова: PESTEL-анализ, модель 5 сил М.Портера, подрядчики и конкуренты.

1. Введение

Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В. является оператором месторождения Кашаган, которое считается одним из крупнейших в мире. По ряду причин месторождение относится к разряду сложных: экологические особенности, высокое пластовое давление, климатические условия и шельф сложность ИТ-ландшафта компании. Учитывая все эти сложности и необходимости огромных инвестиций для открытия месторождения, были привлечены мировые нефтегазовые компании.

Целью внешнего и внутреннего анализа НКОК является применение результатов для совершенствования управления проектами в компании.

2. Литературный обзор

По мере того как росла область проектного управления, росло и число литературы. Существуют лучшие книги, в которых подробно описываются конкретные шаги, необходимые для выполнения проекта, но в них не рассматриваются "почему" и обычно не обсуждается, как и почему части сочетаются друг с другом. Другой тип книг посвящен конкретным темам, важным для руководителей проектов, например, созданию команды или составлению расписания. Есть книги, которые "рассказывают" об управлении проектами, но лишь изредка о том, как управлять проектом. Существуют книги по расчету заработанной стоимости, оценке затрат, закупкам, программному обеспечению для управления проектами, лидерству, планированию проектов в области информационных технологий и аналогичным специализированным или субспециализированным предметам.

Они ценны для опытных менеджеров проектов, которые могут извлечь выгоду из продвинутого образования в определенных областях знаний, но никто не может научиться управлять проектами из этих специализированных источников. Существуют также справочники — сборники статей, написанных в основном учеными и консультантами по отдельным темам, представляющим интерес для руководителей проектов. Руководства не содержат и не претендуют на то, чтобы предлагать широкий охват того, что необходимо знать руководителям проектов.

Свои труды в теории управления проектами имеют такие ученые, как Г. Уэбстер, Г. Дитхелм, В.З. Черняк, Д.З. Милошевич, Р. Арчибальд, М.А. Разу, В.И. Воропаев, В.В. Богданов, Г.Л. Ципец, И.И. Мазур, Э.Ларсон, К. Грей, Г.Саймон и многие другие.

Среди казахстанских ученых теоретическими вопросами управления проектами занимались А.А. Куандыкова, У.Ж. Аубакиров, И.В. Упарова, Ш. Сеилова, Б.М. Сулейменова.

3. Методы

Сбор данных производился авторами из различных вторичных источников. Статистические данные по нефтегазовой отрасли собирались на официальных сайтах и баз данных. Для проведения анализа предприятия авторы работали также с внутренней документацией объекта исследования.

4. Результаты

В состав Северо-Каспийского проекта входит крупных 3 месторождения: Актоты, Кайран и Кашаган. Из данного списка особое внимание заслуживает самое гигантское месторождение, аналогов которому не было открыто за последние 40 лет. На месторождении Кашаган извлекается около 2 миллиарда тонн нефти. Само месторождение находится в 80 км расстоянии от г. Атырау. Сам коллектор месторождения находится на глубине 4 метра под водой.

В 2016 году НКОК начали добычу нефти на сложном морском месторождении. Особенностью проекта является то, что он уникален в плане экологических условий, координации поставок необходимого сырья, техническими задачами. В регионе температура колеблется от -30°C до $+40^{\circ}\text{C}$ в течение года.

Более пресный участок воды Каспия приводит к образованию льдов, которые мешают работам на целых 5 месяцев в году.

Все эти условия становятся настоящими преградами для эффективной реализации проектов в компании.

Однако качество нефти данного месторождения имеет легкие свойства с большим содержанием сероводорода.

Нефтедобыча на морском дне усложняется тем, что меры безопасности и управление рисками встает на первое место для руководства НКОК.

В разработке месторождения принимают участие 7 компаний недропользователей (рисунок 1).

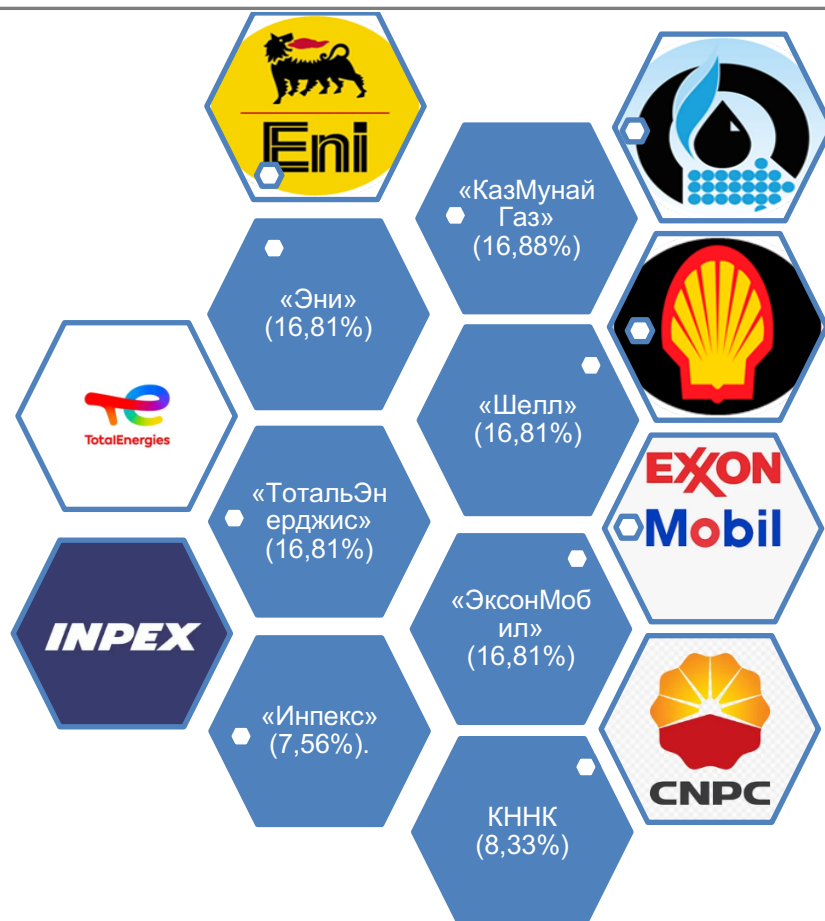


Рисунок 1 – Участники НКОК

Примечание - составлено автором на основании источника [1]

Проект имеет юридическую форму акционерного общества. Собрание акционеров определяет главного оператора месторождения.

Если рассматривать особенности производственных процессов, то в 2017 году был применен метод обратной закачки газа, что позволяет наращивать добычу нефти в 2,5 раза. На текущий момент добыча нефти составляет около 400000 баррелей в сутки. Месторождение в связи с тем, что находится на воде обросло целой инфраструктурой, которая так необходима для нефтегазового промысла. Строительство всех необходимых объектов производилось с целью обеспечения месторождения и бережного отношения к природе. Были возведены специальные очистительные сооружения, которые позволяют рециркуляции пресной воды, также построен специальный железнодорожный погрузочный терминал. Данный терминал позволяет экспортировать продукцию компании на внешние рынки. Основная продукция НКОК: сырая нефть, товарный газ и сера. Часть газа, которая не отправляется обратно в закачку, переходит в обработку. После отделения сероводорода, полученный газ отправляется на производство электроэнергии, а часть на продажу. Расположение месторождения указано на карте (рисунок 2).

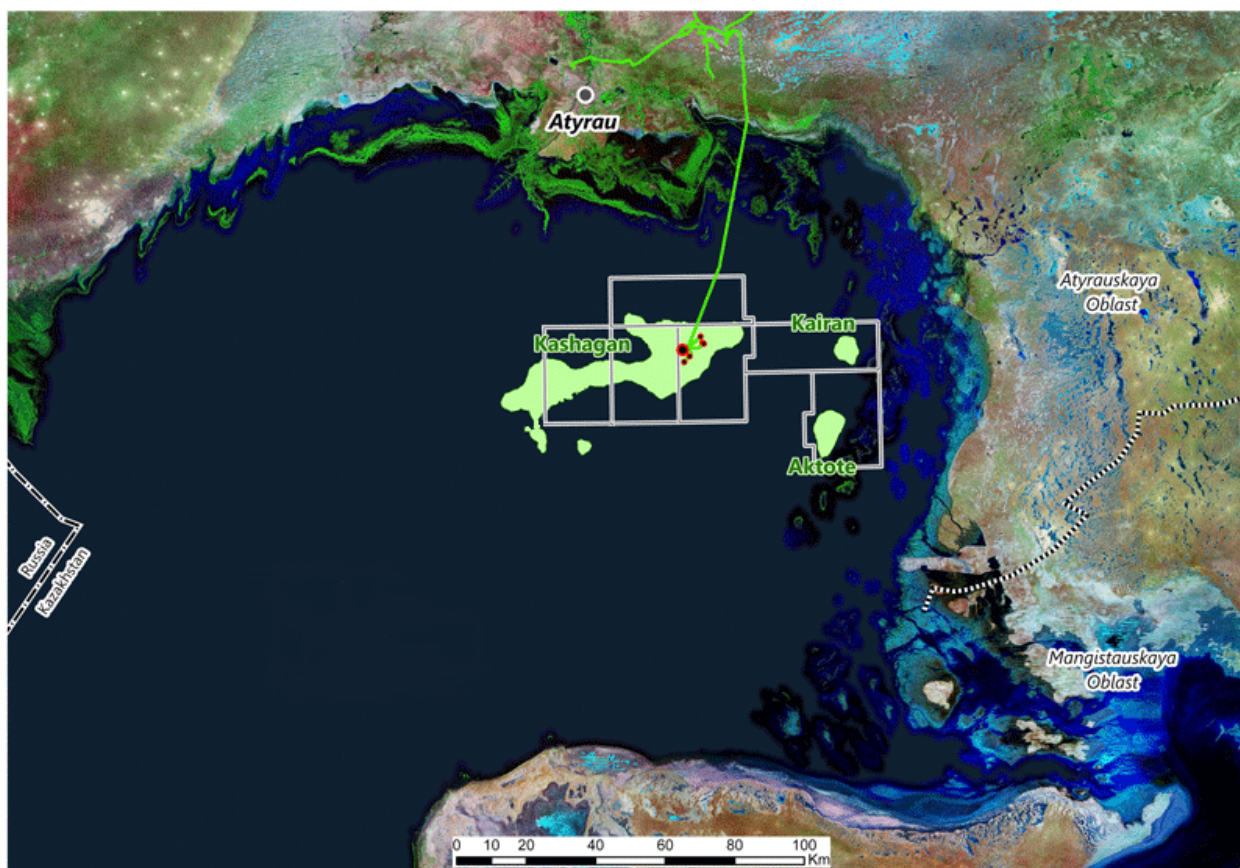


Рисунок 2 – Карта месторождения НКОК [1]

Таким образом, после рассмотрения характеристики деятельности НКОК стало ясно, что компания является акционерным обществом, компания рассматривается как большой проект. Производственные процессы весьма сложны. За годы с начала разведки на месторождении, компания стабильно росла и обрела крупную инфраструктуру. Также стало ясно как разделен проект между крупными нефтегазовыми компаниями всего мира. Это позволяет проекту развиваться с большей силой, поскольку богатый опыт мировых гигантов позволяет внедрять особые технологии в особых условиях. До открытия Кашагана в Казахстане не проводилась добыча нефти на море, следовательно, нужны были надежные партнеры и опытные специалисты для осуществления проекта. На следующем этапе необходимо рассмотреть внешние факторы компании, которые оказывают огромное влияние на развитие НКОК за последние годы. Также нужно определить место объекта исследования на нефтяном рынке в мире и в Казахстане.

4.1 PESTEL-анализ НКОК

Одним из вариантов анализа внешних факторов предприятия является PEST-анализ, однако для объекта нефтегазовой отрасли лучше выполнить более подробный PESTEL-анализ. В дополнение к 4 факторам в анализе оценивается влияние экологических и правовых факторов. В таблице 2 рассмотрены количественные данные веса того или иного фактора по мнению 3 экспертов отрасли. Понимание веса воздействия факторов даст возможность определить основные проблемы на рынке.

Таблица 2 - PESTEL-анализ

Факторы политические		Вес	Факторы экономические		Вес
- Политическая обстановка в мире;		0,2	- Изменение цен на продукцию предприятия;		0,5
- Налоговая политика в стране;		0,1	- Надежность поставщиков;		0,5
- Политическая обстановка в стране		0,1	- Инфляционные ожидания;		0,4
			- Изменение тарифов логистики.		0,2
Социальные факторы		Вес	Технологические факторы		Вес
- Рост населения		0,2	- Инновационные разработки		0,4
- Удовлетворенность и здоровье работников		0,3	- Модернизация производства		0,4
Факторы окружающей среды		Вес	Правовые факторы		Вес
- Ужесточение экологических требований;		0,1	- Изменения в законопроектах страны		0,25
- Загрязнение окружающей среды;		0,2	- Законы о здоровье и безопасности		0,25
- Климатические условия		0,25			
Примечание – составлено автором на основании проведенного исследования					

Широко известно, что политические заявления и напряженность между странами могут существенно повлиять на нефтегазовую отрасль. Например, напряженность в отношениях между США и Ираном может легко подорвать мировую цену на нефть. Это также может повлиять на предложение нефти, поскольку Ормузский пролив (рядом с Ираном) имеет решающее значение для мировых поставок нефти.

Нестабильность на Ближнем Востоке может легко дестабилизировать нефтегазовую отрасль. Поэтому США поддерживают очень тесные отношения с рядом партнеров в регионе, прежде всего с Египтом и Саудовской Аравией. Однако многие аналитики утверждают, что зависимость США от ближневосточной нефти постепенно ослабевает.

Многие страны поставили перед собой цели по сокращению выбросов и переходу на возобновляемое топливо, такие как ветер и солнце. Этот переход к возобновляемым источникам энергии оказывает серьезное влияние на нефтегазовую промышленность, поскольку правительства стремятся уменьшить свою зависимость от ископаемого топлива.

Крупнейшими странами-потребителями нефти в мире являются США, Китай, Индия, Япония, Россия, Саудовская Аравия, Бразилия, Южная Корея, Канада и Германия. Внутренний экономический спад в любой из этих стран обычно оказывает влияние на нефтегазовую отрасль.

Например, цены на нефть упали в первую неделю августа 2021 года, поскольку рост производственной активности в Китае резко замедлился (Aljazeera, 2021). Наоборот, экономический рост стимулирует глобальное потребление нефти и газа. В африканских странах-экспортерах энергоресурсов исторически движущей силой экономического роста была нефтегазовая промышленность [2].

Оценка социальных факторов является следующим этапом данного PESTEL-анализа нефтегазовой (нефтяной) отрасли. Потребление нефти значительно увеличилось за последние несколько лет во многих развивающихся странах, поскольку в этих странах появился новый средний класс.

Неудивительно, что Бразилия, Индия, Россия и КНР являются крупнейшими странами-потребителей нефти в мире. Все больше людей покупают автомобили и используют для отдыха различные виды транспорта, что увеличивает спрос на нефть.

Глобальные нефтегазовые компании должны понимать социальную культуру стран, в которых они работают. Многие аналитики советуют инвестировать в местные партнерства и извлекать выгоду из знания местного рынка. Это должно помочь им ускорить развитие

местных навыков, которые не только поддерживают местных жителей, но и улучшают их корпоративный имидж.

Общеизвестно, что нефтегазовая промышленность медленно реагирует на новые технологические разработки. Однако из-за цифровизации многие компании в настоящее время вкладывают значительные средства в большие данные и аналитику, промышленный Интернет вещей, облачные вычисления, искусственный интеллект и машинное обучение, робототехнику и дроны, сети 5G и инструменты для совместной работы (Huawei, 2021). Использование этих технологий, вероятно, повысит эффективность их операций и сделает их более прибыльными.

Использование робототехники становится все более популярным в нефтегазовой отрасли. Роботизированные системы используются для выполнения различных задач, таких как бурение и заканчивание скважин, выполнение технического обслуживания и ремонта, а также мониторинг окружающей среды. Используя роботов, компании могут уменьшить количество человеческих ошибок, повысить безопасность и эффективность [3].

Погода и сезоны определяют спрос на нефть и газ. Например, потребление нефти увеличивается в летние туристические сезоны, а потребность в газе увеличивается зимой, поскольку потребляется больше топлива для отопления.

С другой стороны, экстремальные погодные условия иногда мешают добыче нефти и газа. Стоит отметить, что сегодня многие люди стремятся к экологически чистым видам топлива и избегают «грязных» ископаемых видов топлива.

Для компаний нефтегазовой отрасли важно иметь надежный план обеспечения безопасности. Это должно включать меры по предотвращению несчастных случаев, такие как использование оборудования для обеспечения безопасности и регулярные проверки безопасности. Компании также должны иметь план реагирования на чрезвычайные ситуации и преодоления кризисов.

Таким образом, в результате PESTEL-анализа стало понятно, что Нефтегазовая промышленность является динамичной и постоянно развивающейся отраслью, в которой разрабатываются новые технологии и стратегии для раскрытия ее потенциала. Благодаря использованию передовых технологий, государственной политики и правил, а также стратегий снижения рисков, отрасль может повысить эффективность, сократить выбросы и максимизировать прибыль.

4.2 Рассмотрение поставщиков и заказчиков НКОК

Среди постоянных подрядчиков можно отметить:

- ТОО Sari Supply (поставка СИЗ);
- ТОО «Буркит ЭсДжи» (техобслуживание объектов);
- ТОО «Новопэк» (поставка мешков для защиты вагонов при перевозке серы);
- ТОО «Каспий плюс», ТОО «Новус Силинг Каспиан» (закуп комплектующих);
- ТОО Altezza (поставка очистительных систем);
- ТОО «ЛУКОЙЛ Лубрикантс Центральная Азия» (доставка смазочных материалов);
- ТОО Studbolt Manufacturing (доставка крепежных комплектующих);
- ТОО «КИОС Техфлоу» (аренда технических площадей);
- ТОО International Pipeline Structural Solutions Caspian (поставка фланцев) [1].

4.3 Анализ конкурентов НКОК

При анализе конкурентоспособности НКОК следует учитывать, что компания является гигантом в Республике Казахстан. Следовательно, целесообразней было бы сравнивать ее с аналогичными компаниями. В тройке лидеров нефтегазовой отрасли находится ТОО «Тенгизшевройл» с запасами более 25 млрд. баррелей нефти, НКОК и далее КПО с 13 млрд. баррелей нефти (таблица 3).

Остальные конкуренты работают на более мелких месторождениях.

Первое место среди конкурентов занимает ТОО «Тенгизшевройл» (32 балла). И по количеству запасов и по качеству нефти компания лидирует на рынке. Местоположение компании позволяет экономить на расходах логистики.

Второе место занимает КПО. Качество продукции среднее на рынке. У компании налаженные каналы сбыта. Так КПО набирает 28 баллов.

На последнем месте находится ТОО «NCOC» у них 26 баллов. Минимальное количество баллов в этой группе обусловлено сложностью процесса добычи, которые требуют постоянных затрат [4, 5].

Таблица 3 - Анализ конкурентоспособности НКОК, баллы

Факторы конкурентоспособности	ТОО «Тенгизшевройл»	Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.	Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.
Запасы нефти	5	4	4
Качество нефти	5	4	4
Цена на продукцию	4	4	4
Объемы добычи	5	4	4
Удобство договоров	4	3	4
Месторасположение	5	4	4
Легкость процесса добычи	4	3	4
Итого баллов	32	26	28
Примечание - составлено автором на основании проведенного исследования			

В ходе анализа конкурентов выяснилось, что НКОК занимает 3 место среди конкурентов на рынке нефтедобычи в Казахстане. Так как рассматривались только самые крупные компании, это означает, что компания находится в тройке лидеров отрасли страны. Почти на всех месторождениях страны нефть добывается с большим содержанием сероводорода. Инфраструктура предприятия хорошо продумана. Логистика налажена.

4.4 Анализ НКОК по модели 5 сил Портера

Далее авторам нужно провести оценку внешней среды по модели Майкла Портера (таблица 4) [6].

Таблица 4 - Анализ внешней среды по модели М. Портера

№	Фактор	Описание фактора
1	Конкуренция	Средний уровень конкуренции
2	Власть покупателей	Средняя власть покупателей
3	Риск появления новых игроков на рынке	Очень высокие барьеры на входе в нефтегазовую отрасль
4	Власть поставщиков	Поставщики тщательно проверяются, следовательно, низкая власть
5	Появление альтернативных видов топлива	Пока еще сохраняется высокая зависимость от нефти
Примечание - составлено автором на основании проведенного исследования		

В таблице 4 проанализированы основные факторы макросреды, которые воздействуют на НКОК. В ходе анализа стало ясно, что появление новых игроков маловероятно. Власть поставщиков низкая, поскольку тендерная организация распределения проектов позволяет тщательно отбирать поставщиков по выгодной для НКОК цене. Присутствует средняя власть

покупателей, ведь даже при большой зависимости от сырья, клиенты всегда ищут более выгодные условия и цены.

Так как многие страны уже переходят на альтернативные виды топлива, есть вероятность замены основной продукции компании. Однако по прогнозам специалистов этот переход может произойти не раньше 20 лет.

5. Выводы и обсуждение

В результате оценки факторов внешней среды НКОК удалось выяснить, что на компанию оказывают влияние больше факторов. Экономические и технические факторы имеют большее влияние и это связано с особенностью мирового рынка нефти и газа, а также быстрым износом основных средств и постоянной необходимостью применения инновационных технологий. Также были рассмотрены основные подрядные организации, ведь от их ответственной работы зависит степень реализации проектов. На этапе оценки конкурентов удалось выявить основных самых крупных конкурентов на рынке нефти Казахстана и понять их преимущества и недостатки. А в ходе анализа внешних факторов по 5 силам выявилась степень власти внешних пользователей.

Список литературы

- 1.Официальный сайт компании НКОК <https://www.ncoc.kz/ru>
- 2.Aljazeera (2021) Нефть падает из-за опасений по поводу замедления роста экономики Китая и скачка добычи ОПЕК, доступно по ссылке: <https://www.aljazeera.com/economy/2021/8/2/oil-slips-on-worries-of-a-china-slowdown-jump-in-opec-output> (по состоянию на 2 августа 2021 г.)
- 3.Huawei (2021) 7 технологий, которые меняют структуру нефтегазовых компаний, доступно по адресу: <https://e.huawei.com/en/news/industries/2020/7-technologies-reshapes-oil-gas-companies> (по состоянию на 1 августа 2021)
- 4.Официальный сайт компании КПО <https://www.kpo.kz/en>
- 5.Официальный сайт компании ТОО «Тенгизшевройл» <https://www.tengizchevroil.com/about/overview>
6. Портер М. Конкурентная стратегия: Методика анализа отраслей и конкурентов/ М. Портер; пер.с англ. И. Минервин. – М,: АльпинаДиджитал, 2015 г. 600 с.

Г.К. Алмагамбетов
Almaty Management University, Алматы

НОРТ КАСПИАН ОПЕРЕЙТИНГ КОМПАНИ Н.В. СЫРТҚЫ ОРТА ФАКТОРЛАРЫН ТАЛДАУ

Андатпа. Бұл мақалада Солтүстік Каспиан Оперейтинг компания Н. В. (НКОК) сыртқы орта факторларын бағалау жүргізілді. Тақырыптың өзектілігі-кәсіпорында енгізілген жобалық басқару үнемі жетілдіруді қажет етеді. Жобаларды іске асыру кезінде мәселелер туындайды, оларды жүйелік тәсілмен жою тұтастай алғанда жобаларды басқару процесін жақсартуға әкеледі. Алайда, мұнай компанияларында жобалық басқаруды қолданудың практикалық тәжірибесі көрсеткендей, бірқатар проблемалар туындайды. Осындай кемшіліктердің бірі-жобаны жүзеге асыратын көптеген мердігерлік ұйымдар іс жүзінде тапсырыс берушінің максаттарына бағытталмайды. Бұл жобалау жұмыстарының сапасына әсер етуі мүмкін. Осы сектордың кәсіпорындары жұмыс басталған сәттен бастап жобалық менеджментті белсенді қолданғанымен, процестер регламентінде кемшіліктер бар, кен орындарындағы операциялық қызметкерлер мен жобалық орындаушылар арасында қолайлы климат жоқ, мердігерлер персоналы менеджмент иерархиясын түсінбейді және жобалық басқаруда хабардар емес. Сондықтан жобаларды жүзеге асыруға сыртқы факторлар әсер етеді.

Түйінді сөздер: PESTEL талдауы, М.Портердің 5 күш моделі, мердігерлер және бәсекелестер.

G.K.Almagambetov

Almaty Management University, Almaty

ANALYSIS OF EXTERNAL ENVIRONMENTAL FACTORS NORTH CASPIAN OPERATING COMPANY N.V.

Annotation. In this article, an assessment of environmental factors of North Caspian Operating Company N.V. (NCOC) was carried out. The relevance of the topic lies in the fact that project management, implemented at the enterprise, requires constant improvement. During the implementation of projects, problems arise, the elimination of which with a systematic approach leads to the improvement of the project management process as a whole. However, as the practical experience of project management in oil companies shows, a number of problems arise. One of these disadvantages is that a large number of contracting organizations that implement the project are not really focused on the customer's goals. This leads to the fact that the quality of design work may suffer. Although enterprises in this sector have been actively using project management since the start of work, there are shortcomings in the process regulations, there is no favorable climate between operational workers and project executors at the fields, contractor personnel do not understand the hierarchy of management and are not particularly knowledgeable in project management. Therefore, external factors have an impact on the implementation of projects.

Key words: PESTEL analysis, M. Porter's 5 forces model, contractors and competitors.

А.Б. Тәңірберген

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті, Алматы, Қазақстан

МҰФТАХ ДИАРОВ ӘЛЕМІ

Аннотация. Каспий теңізінің мұнайы мен газын барлау, болжау, бағалау және экологияны зерттеу саласы әлеует пен жауапкершіліктің тоғысқан нәзік биін бейнелейді. Каспий теңізінің астындағы ресурстардың құлпын ашқанда, біз тұрақты басқарудың даналығын басшылыққа алайық. Бірлескен күш-жігер, біліммен бөлісу және саналы барлау арқылы біз Каспий теңізінің байлығы тек энергия қажеттілігін ғана емес, сонымен бірге оның құнды экожүйесінің гүлденуін қамтамасыз ететін болашаққа жол аша аламыз.

Түйінді сөздер: Каспий теңізі, барлау, болжау, бағалау және экология, зерттеу.

Каспий теңізінің мұнайы мен газын барлау, болжау, бағалау және Каспий теңізінің экологиясының проблемалары бойынша зерттеулерді ынталандыру.

Осы үйлесімді өмір сүру рухында біз академик Мұфтах Диаровтың мұрасынан шабыт табамыз – ғылыми түсінік пен қоршаған ортаны ұқыптылықтың шамшырағы.

Ғылым тарихының шежіресінде келешек ұрпақтың ашылмаған жаңалық пен жауапкершіліктің су айдынында шарлауына жол сілтейтін нұрлы шамшырақ ретінде белгілі тұлғалар тұр. Сондай көрнекті тұлғалардың бірі – геология, экология және суды үнемдеу салаларында мұрасы жаңғырған көреген ғалым, академик Мұфтах Диаров. Каспий теңізінің мұнайы мен газын барлау, болжау, бағалау және экологиялық зерттеулердің күрделі өзара байланысын зерттей отырып, бізді Диаровтың адамзат прогресінің үйлесімді өмір сүруі мен қоршаған ортаны қорғауға деген мызғымас адалдығынан шабыт алуға шақырады.

Академик Мұфтах Диаровтың сапары Жердің қыр-сырын түсінуге және оның ресурстарын қорғауға деген тынымсыз еңбек жолының бірі болды. Оның Қазақстан Республикасы Ұлттық ғылым академиясына сіңірген еңбектері өшпес із қалдырып, біздің алға басатын жолымызды нұrlандыра түсетін мұра қалдырды.

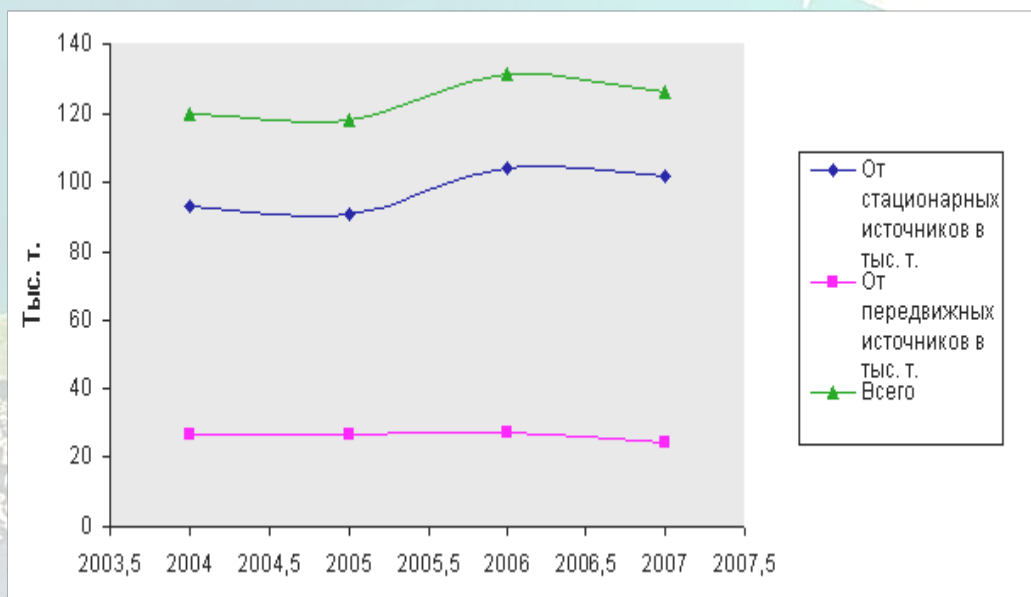
Академик Мұфтах Диаровтың сапары Жердің қыр-сырын түсінуге және оның ресурстарын қорғауға деген тынымсыз еңбек жолының бірі болды. Оның Қазақстан

Республикасы Ұлттық ғылым академиясына сіңірген еңбектері өшпес із қалдырып, біздің алға басатын жолымызды нұрландыра түсетін мұра қалдырды.

Академик Мұфтах Диаровтың мұрасы біз ұстануға тиіс жетекші қағидаларды жинақтайды. Оның білімге деген адалдығы, ресурстарды этикалық басқару және экологиялық қамқорлық прогрестің мәңгілік жоспары болып табылады. Оның адам дамуы қоршаған ортаны сақтаумен үйлесуі керек деген сенімі Каспий аймағының қиындықтары контекстінде күшті резонанс тудырады.

Қорыта айтқанда, Каспий теңізіндегі мұнай мен газды барлау мен экологиялық зерттеулер арасындағы би өте нәзік болғанымен, оның ырғағы уәде мен әлеуеттің бірі. Бірлескен күш-жігер арқылы біз Каспий теңізінің күрделі экологиялық оркестрінің үйлесімді болып қалуын қамтамасыз ете отырып, толқындардың астындағы ресурстардың құлпын аша аламыз. Біз алға жылжып келе жатқанда, Каспийдің кеңдігі мен оның күрделі экологиясынан шабыт алып, ұрпақтар бойына жаңғыратын басқарушылық мұраны қалыптастырайық деген ниет. Каспий теңізінің мұнайы мен газын барлау, болжау, бағалау және экологияны зерттеу саласы әлеует пен жауапкершіліктің тоғысқан нәзік биін бейнелейді. Каспий теңізінің астындағы ресурстардың құлпын ашқанда, біз тұрақты басқарудың даналығын басшылыққа алайық. Бірлескен күш-жігер, біліммен бөлісу және саналы барлау арқылы біз Каспий теңізінің байлығы тек энергия қажеттілігін ғана емес, сонымен бірге оның құнды экожүйесінің гүлденуін қамтамасыз ететін болашаққа жол аша аламыз.

Каспий маңы мемлекеттерінің көмірсутегі ресурстарын кеңінен игеруі теңіздің және жағалау маңының экожүйелеріне теріс әсердің ауқымын ұлғайтады. Теңіздің қазақстандық секторында көмірсутегі шикізатын қарқынды игеру экологиялық қауіпсіздікке қатер төндіруі ықтимал. Мұндай қатерді азайту үшін Каспий теңізінің қазақстандық секторын игерудің мемлекеттік бағдарламасы аясында экожүйеге залал келтірмеу бағытында арнайы зерттеулер жүргізілуі тиіс. Сондай-ақ, геодинамикалық мониторингті іске асыру қажет. Негізгі шаралардың қатарында иесіз қалған мұнай ұңғымаларын және басқа да ластану көздерін жою, ілеспе газды жағу, мұнай құбырлары мен өзге де радиоактивті элементтермен ластанған жабдықтарды рұқсатсыз көмуді тоқтату да бар /1/.



1-диаграмма. Атырау облысындағы ауаның ластану динамикасы

Кәсіпорын	2004	2005	2006	2007
«ТШО» ЖШС	55761,8	54356,4	60537,7	50911,2
Аджиң ҚКО	1920,6	1762,6	2446,8	4561,3
«Ембімұнайгаз» ӨФ	8103,7	7548,1	7189,5	4907,2
«Атырау ЖЭО» АҚ	2403,2	2593,2	2629,7	2630,7
«Қазтрансойл» АҚ БФ	1444, 4	1612,6	922,6	1051,6
«АМӨЗ» ЖШС	7191,2	5737,9	4754,2	3577,2

Атырау облысындағы ірі өнеркәсіптік кәсіпорындардың ауа бассейнін ластау көлемі, тоннамен есептегенде

Соңғы жылдары жүргізілген зерттеу нәтижелеріне сүйенетін болсақ, қазіргі кездегі Атырау облысының экологиялық жағдайын дағдарысты кезеңде деп бағалауға болады. Кешенді қорғау шаралары қолға алынбайтын болса, салдары тек осы аймаққа ғана емес, ғаламдық масштабқа ықпал ететін экологиялық апат орын алуы мүмкін /3/.

Каспий теңізі өңіріндегі мұнай мен газ ресурстары

Каспий теңізі өңіріндегі мұнай мен газ ресурстарын барлау, болжау және бағалау өңірдегі көмірсутектердің Елеулі қорларына байланысты маңызды қызмет түрлері болып табылады. Сонымен қатар, Ресей, Қазақстан, Түркіменстан, Иран және Әзірбайжанды қоса алғанда, Каспий маңы мемлекеттері осы ресурстарды пайдалануға белсенді қатысады. Алайда бұл бірқатар экологиялық мәселелер мен алаңдаушылықтарды тудырды: Каспий экологиясы – Каспий теңізінде мұнай-газ өндіру және мұнай өңдеу кешендерінің дамуына байланысты Қазақстанның батыс өңірінде қалыптасқан табиғи, әлеуметтік, экономикалық және экологиялық жағдай. Әлемдегі шаруашылық маңызы зор ең ірі тұйық су алабы. Жыл бойына Каспий теңізінің деңгейі желқума-желбөгет құбылыстарының нәтижесінде 0,5 – 1 м-ге дейін ауытқып отырады. 1837 – 1990 жылы жүргізілген бақылау жұмыстарының нәтижесінде Каспийнің су деңгейі мөлшерінің айтарлықтай өзгеруі 1930 және 1980 – 90 жылы аралығына сәйкес келетіні анықталған.

Каспий жағалауының әсем табиғатына, оның экология жағдайына атмосфераның, топырақ жамылғысының, судың ластануы үлкен қауіп төндіруде. Атмосфераның ластануына мұнай-газ өндіретін және оны қайта өңдейтін кәсіпорындар әсер етуде. 1998 жылы Атырау облысы бойынша атмосфераға 135,1 мың т зиянды заттар (оның ішінде 132,8 мың т газ тәрізді заттар, 2,3 мың т қатты заттар) шығарылған. Бұл улы заттарды атмосфераға, негізінен, ескі технологиялық жабдықтармен жабдықталған 3,5 мың мұнай ұңғымасы шығарады. Мұнай кәсіпшілігінің ең басты экол. проблемасы – ілеспе газды іске жарату. Қазір жылына 800 млн.3 газ ауада жанады (2001). Мұнай кен орындарында мұнай өнімдерін өңдеу кезінде мұнай мен қалдық сулардың топырақ пен грунтқа төгілуі оларды ластайды. Солтүстік Каспий жағалауының мұнай өнімдері қалдықтарымен ластанған аумағы 194 мың га жерді алып жатса, төгілген мұнайдың мөлшері 1 млн. тоннадан асады (2001). Теңіз деңгейінің көтерілуіне және мұнайдың теңізге төгілуіне байланысты теңіз суының құрамында мұнай өнімдерінің қалдықтары, фенол, хлорлы органика пестицидтер, аммонийлы азот, ауыр металдардың мөлшері рұқсат етілген шектен бірнеше есе жоғары екені анықталған. Судағы мұнай өнімдерінің ең жоғасыр концентрациясы мамыр – шілде айларында байқалады. Теңіз жағалауының мұнай және мұнай өнімдерімен, улы газдармен ластануы планктондар мен теңіз суында тіршілік ететін жануарлар мен өсімдіктердің жаппай жойылуына әкелуде. Теңіз түбіндегі шөгінділердің мұнай өнімдерімен ластануы бентостық тіршілік ететін организмдер мен моллюскілерге, сондай-ақ, су құстары мен балықтарға да зиянын тигізуде. Мысалы, 1900 жылмен салыстырғанда Каспийде балық аулау 3 есеге, яғни 500 – 600 мың тоннадан 180 мың тоннаға дейін азайды. Теңіз суын ең қауіпті ластаушы заттың бірі – ыдырамайтын ауыр металдар (мырыш, барий). Судағы мыс пен мырыштың мөлш. 20 мкг/л (рұқсат етілген

шектен 2 есе артық), ал барийдікі – 50 мкг/л (бұл – 5 есе артық). Каспий жағалауы аймағының ластануы онда тіршілік ететін организмдерге ғана емес, жергілікті тұрғындардың денсаулығына да үлкен қауіп төндіруде. Сондықтан, Каспий теңізі жағалауындағы 5 мемлекет (Әзірбайжан, Иран, Ресей, Түрікменстан және Қазақстан) Дүниежүзілік банкпен, БҰҰ-ның Адамды қоршаған орта жөніндегі бағдарламасымен бірлесе отырып, Каспий экологиялық бағдарламасын (КЭП) жасап, оны іске асыруда. Бұл бағдарламаның негізгі мақсаты – экология тұрақтылықты дамыту және Каспий аймағының табиғи ресурстарын тиімді басқаруды қамтамасыз ету. КЭП-тің негізгі бағыттары: теңіз деңгейінің өзгерісі жағдайында жергілікті тұрғындардың тұрмысы мен шаруашылық жұмыстарының тұрақтылығын қамтамасыз ету; Каспий теңізі мен оның биоресурстарын ластанудан арылтып, қоршаған орта жағдайын жақсарту; теңіздің экожүйесін сауықтырып, қалпына келтіру және оның биол. алуан түрлілігін сақтау; аймақта экологиялық қауіпсіздікті және қоршаған ортаның қалыпты жағдайын сақтап, ондағы тұрақты тіршіліктің дамуын қамтамасыз ету.

1. Биоәртүрлілікке әсері: Мұнай мен газды барлау және өндіру Каспий теңізінің теңіз экожүйелеріне зиян келтіруі мүмкін. Теңіз бұрғылау платформаларын, көлік инфрақұрылымын салу және мұнайдың төгілуі балықтар мен басқа да су түрлерінің популяциясына әсер ету арқылы теңіз флорасы мен фаунасының нәзік тепе-теңдігін бұзуы мүмкін.

2. Судың ластануы: мұнай-газ өнеркәсібінде қолданылатын бұрғылау ерітінділерін, қабат суын және химиялық заттарды ағызу Каспий теңізі суларының ластануына әкелуде десек болады. Бұл ластану теңіз флорасы мен фаунасына да, жағалау тұрғындары үшін таза судың болуына да кері әсер етуі мүмкін.

3. Эрозия және тіршілік ету ортасының бұзылуы: құбырлар мен жағалау құрылыстары сияқты инфрақұрылымды салу тіршілік ету ортасының бұзылуына және жағалау эрозиясына әкелуі мүмкін. Бұл әртүрлі түрлердің, соның ішінде құстар мен теңіз сүтқоректілерінің ұя салатын жерлеріне теріс әсер етуі мүмкін.

4. Шамадан тыс пайдалану: Мұнай және газ ресурстарын өндіру Каспий теңізінің қорларын шамадан тыс пайдалануға әкелуі мүмкін, оларды табиғи жолмен толтыруға қарағанда тезірек сарқып жіберуі мүмкін. Мұндай шамадан тыс пайдалану ұзақ мерзімді экологиялық және экономикалық салдарға әкелуі мүмкін.

5. Климаттың өзгеруі: мұнай-газ өнеркәсібі парниктік газдар шығарындыларына айтарлықтай үлес қосады. Каспий теңізі аймағындағы мұнай-газ қызметі нәтижесінде шығарындылардың ұлғаюы жаһандық климаттың өзгеруіне ықпал етуі мүмкін, бұл теңіз деңгейінің көтерілуіне және басқа да экологиялық бұзылуларға әкеледі.

6. **Трансшекаралық проблемалар:** Каспий теңізін бес ел бөледі, олардың әрқайсысының мұнай мен газды барлауға қатысты өз мүдделері мен ережелері бар. Қоршаған ортаны қорғау шараларын үйлестіру және ресурстарды жауапты басқаруды қамтамасыз ету осы геосаяси қиындықтарға байланысты қиын болуы мүмкін.

Осы экологиялық проблемаларды шешу үшін Каспий маңы мемлекеттері маңызды:

- Өңірдегі мұнай-газ қызметі үшін қатаң экологиялық нормалар мен стандарттарды енгізу және сақтауды қамтамасыз ету.

- Барлау мен өндірудің қоршаған ортаға әсерін азайту үшін озық технологиялар мен озық тәжірибелерге инвестиция салуымыз.

- Қоршаған ортаны трансшекаралық басқару саласында ынтымақтасуға және жалпы экологиялық проблемаларды шешу үшін деректер мен тәжірибе алмасуға.

- Парниктік газдар шығарындыларын азайту үшін қазба отынына балама ретінде жаңартылатын энергия көздерін насихаттау.

- Кез келген жаңа мұнай-газ жобаларын мақұлдас бұрын қоршаған ортаға әсерді Мұқият бағалаңыз.

Каспий теңізі аймағындағы экономикалық даму мен қоршаған ортаны қорғау арасындағы тепе-теңдік осы бірегей экожүйенің ұзақ мерзімді тұрақтылығын және жергілікті халықтың әл-ауқатын қамтамасыз ету үшін өте маңызды.

Каспий экологиясы - адамдар қолында

Теңіздің тіршілік дүниесінің өзгеруі, бекіре балық-тардың көптеп қырылуы, уылдырық шашатын көк-серке балықтарының кеміп кетуі, осы теңізде ғана тір-шілік ететін итбалықтың мезгіл--мезгіл қырылуы, күні кешегі Жайықтағы бекірелердің жаппай тырапай асуы - Каспий теңізі қайраңында кең көлемде басталған бұрғылау жұмыстарының теңізге қауіп төндіруінен орын алып отырған жайлар емес пе деген сұрақ туады. Теңіз айдынының ластануына әсер етуде оған келіп құя-тын өзендердің үлесі айтарлықтай үлкен. Тек Еділ мен Жайық өзендерінің ағынымен теңізге құятын ластаушы заттектер құрамының өзі теңізге орасан зор зардабын тигізумен келе-ді. Бұл – өзендердің табиғи гидрологиялық режимінің және контрреттеуіштерді пайдаланудың бұзылуы кәсіпшілік балық түрлерінің жүздеген мың тоннасына дейін айырылуға әкеліп соқтырып отырған жайт. Көптеген сарапшының пікірі бойынша ластаушы зат-тектердің басым бөлігі Солтүстік Каспийге Еділ мен Жайық өзендерінен бөлек жағалау маңындағы мұнай кенорындары мен консервацияланған ұңғымалар себебінен туындап отыр-ғандығы белгілі болып отыр. 2006 жылдан 2016 жылға дейінгі кезеңдерде Қашаған кен-орны нысандарында жүргізілген зерттеулерге қарағанда ауа-ның негізгі ластаушы көзі аталмыш кенорынның А және D аралдарындағы теңіз кешеніндегі бұрғылау, құрылыс монтаж-дау жұмыстары әсерінен болатыны анықталып отыр. Біз жоғарыдағы пікірді негізсіз айтып отырған жоқпыз, былтыр Солтүстік Каспий жобасының 25 жылдығына орай Қазақстан қолданбалы экология агенттігінің ғылыми-техникалық кеңесінің бекітуімен «НКОК Н.В компаниясы-ның мұнай кенорындарын игеру кезіндегі солтүстік шығыс Каспийдің қоршаған ортасын 2006–2016 жылдар аралығында экологиялық мониторингтік зерттеу» монографиясы жарыққа шықты. Сол экология, қоршаған ортаны қорғау, география, гидро-химия, гидробиология және т.б. салалар мамандарына, мұнай--газ саласы қызметкерлері мен жоғарғы оқу орындарының студенттеріне арналған бұл еңбекте компанияның өндірістік қызметінің және экологиялық мониторингтік зерттеулерінің даму тарихы, солтүстік--шығыс Каспийдің табиғи жағдайы, атмосфералық ауа сапасы, теңіз суының сапасы, түптік шөгінділер, фитопланктон, зоопланктон, макрозообентос, су өсімдіктері, ихтиофауна, Каспий итбалығы, орнитофауна мәселелері қамтылған аталмыш еңбектің 71--бетінде: «Ластау-шы заттардың көздері – бұрғылау қондырғыларының күштік жабдықтары мен 2000 кВт көтергіш жабдықтар генераторлар болды. Одан басқа, жүзегін тұрғын блоктар – жүзбелі тұрғын кешендер қолданылды. Олардың саны кейбір кезеңде 20--дан асты» деп жазылған. Теңізде 22 жылдан бері жұмыс жасап жатқан мекеме туралы айта кетер болсақ, «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» компаниясы (НКОК) 1997 жылғы 18 қарашадағы Солтүстік Каспий бойынша Өнім бөлісу туралы келісім (ӨБК) мен оған енгізілген өзгерістер мен толықтырулар шеңберінде консорциум құрамындағы жеті серіктес компания атынан 11 блокта көмірсутегі қорларын барлау және өндіру жұмыстарының операторы ретінде қызмет атқарады. Солтүстік Каспий бойынша ӨБК шең-беріндегі мердігерлік учаскенің аумағы 5 600 шаршы шақырым құрайды және Атырау қаласынан оңтүстік--шығысқа қарай 80 шақырым қашықтықта орналасқан Қашаған алып мұнай кенорнын қамтиды. Сонымен қатар учаскеде Қаламқас--теңіз, Оңтүстік--батыс Қашаған, Ақтоты және Қайраң кенорындары бар. Адамзат қажеттілігі үшін жұмсалатын бір байлықты өндіру үшін екінші байлықты құрбан етуге тура келгенін қайтерсіз? Қазақтың атын әлем алпауыттарымен теңестіруге себеп бол-ған табиғи шикізат – мұнай қорының басым бөлігі теңіз табанында жатқаны белгілі болды. Батыс Қашағанның мұнай қоры 7 млрд. тонна делінсе, Шы-ғыс Қашағанды қазғанда оның мөлшері одан ондаған есе көп-тігі болжанып отыр. Оған қосымша тағы 6 алаңның зерттелу үстінде екенін ескерсек, Каспийдің түп--табанын мұнай теңізі алып жатыр деуге келетін болжам. Енді өгізді де

өлтірмей, арбаны да сындырмай, мұнайды барлау мен өндірудің жоғары қауіпсіздік талаптары жолда-рын қарастыру қажеттілігі туындап тұр. Міне осы мәселеге, күні кеше ғана Каспийдің статусы анықталып, бес мемлекеттің басшылары бір шешімге келген Ақтау саммитінде баса на-зар аударылып, бірқатар оң қадамға бастайтын келісім-шарттарға қол қойылды. Қазақстанның, Ресейдің, Әзірбайжанның, Иранның және Түрікменстанның президенттері қатысқан халықаралық Кас-пий маңы мемлекеттері басшыларының бесінші саммитінде тараптар Каспий теңізінің құқықтық мәртебесі, теңізде эконо-мика, көлік-транзит, экология, қауіпсіздік және басқа да сала-лар бойынша ынтымақтастық орнату мәселелерін талқылаға-ны белгілі. Соның ішінде теңіздің құқықтық мәртебесінің анықталуы теңіз суы табанынан мұнай мен газ құбырын және кабель жүйелерін тарту мәселесі қаралып, құжаттың ең маңызды бөлігі 14--бапта: «Тараптар Каспий теңізінің түбі арқылы су асты кабельдері мен құбыржолдарды төсей ала-ды» деп атап көрсетілгендігіне байланысты жағалаудағы мем-лекеттер Каспийдің түбінде мұнай құбырларын салу құқығын және «Каспий теңізі секторының теңіз түбі мен минералдық ресурстарды бөлудегі жалпыға танылған қағидаттары мен құқықтық нормаларға сәйкес жақын және кара-ма--қарсы елдің келісімшарттары негізге алына-тын болады» делінген құжатқа сәйкес тараптар теңіз қайраңын тең дәрежеде пайдалану мүм-кіндігіне ие болды. Теңіздегі шикізатты барлау, оны өндіру, плат-форма мен құбыр төсеу кезінде теңіз суына кел-ген зиянның барлық жауапкершілігі әр елдің өзіне жүктеліп, көмірсутегін өндіру, оны экс-порттауда төтенше жағдайлардың орын алу қаупі басымдығы ескеріліп, қауіпсіздік шараларын қатаң сақтауды жобаларды іске асырушы тарап мойнына алатын болып келісілді. Осы мәселелерді Елбасымыз бірнеше мәрте халықаралық деңгейде көте-ріп, «Каспий маңындағы барлық мем-лекеттердің стратегиялық мүддесіне, егер кө-мірсутегі қорының шексіз еместігін ескерсек, оларды игеруге кіріскенде бүкіл экологиялық талаптарды сақтай отырып және Каспий теңізінің экожүйесі мен биожүйесін сақтау тұрғысынан әрекет еткен жөн» деп эконо-микалық қауіпсіздікті алға қою-мен болды. Каспий теңізінің құқықтық мәртебесінің ха-лықаралық негізде нақтылануы Қазақстан эконо-микасының дамуына ғана емес, теңіздің экожүйесіне қамқорлық көзқарасты күшейте тү-сетіні анық. Енді теңіз айдынына Қазақстан, Ресей, Әзір-байжан, Иран және Түрікменстан – бес елдің әс-кери күштері мен азаматтық теңізшілерінен бас-қалар теңіз аумағына кіре алмауы себепті теңіз қауіпсіздігі мәселесі оң шешімін тапты деуге болады. Сонымен Каспий теңізінің экологиясын жақсарту адамдардың өз қолында екенін түсіндік. Қолданылған дереккөз Каспий экологиясы - адамдар қолында; <https://mangystaumedial.kz/kk/kogam/69421>



Барлаудың тереңдігіне саяхаттап, экологиялық қыр-сырларға үңілгенде тепе-теңдіктің маңыздылығы пайда болады. Мұнай мен газдың байлығына ұмтылу Каспий теңізінің нәзік экожүйесін сақтау императивімен үйлесімді болуы керек. Алдағы конференция жауапты

барлауға, ресурстарды басқаруға және экологияны басқаруға жол ашатын талқылауларды жеңілдетіп, осы салалар арасындағы алшақтықты жояды.

Қолданылған әдебиет:

1. Диаров М.Д.. Экология и нефтегазовый комплекс: – Алматы: 2008.
2. Муфтах Диаров // Казахстан. Национальная энциклопедия. — Алматы: Қазақ энциклопедиясы, 2005. — Т. II. — ISBN 9965-9746-3-2. (CC BY-SA 3.0)
3. Акимжанов Ж.А. Совершенствование управления процессами природопользования в регионах Казахстана: особенности и механизмы. – Алматы, 2010 г.
4. <https://mangystaumedial.kz/kk/kogam/69421>

УДК 372.881.161.1.

Г.Б.Байжигитова

НАО «Атырауский университет нефти и газа имени С.Утебаева», Атырау, Казахстан
E-mail: Bayzhigitova.63@mail.ru

О РАЗВИТИИ МЕТАПРЕДМЕТНЫХ НАВЫКОВ ОБУЧАЮЩИХСЯ НА ПРИМЕРЕ СОПОСТАВЛЕНИЯ СЛОВ-ПОНЯТИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ РУССКОГО ЯЗЫКА

Аннотация. В настоящей статье рассматривается проблема формирования и развития метапредметных навыков при обучении русскому языку. Эта проблема является достаточно актуальной в методике изучения русского языка как иностранного в инонациональной аудитории. Мы предлагаем свое видение в решении этой достаточно интересной проблемы и делимся некоторым опытом преподавания.

Ключевые слова: метапредметные навыки, учебные навыки, лексема, словопонятие, когнитивное мышление, функциональная грамотность

Введение. Согласно меткому выражению Уильяма Уорда, «Посредственный учитель излагает. Хороший учитель объясняет. Выдающийся учитель показывает. Великий учитель вдохновляет». Насколько верно это утверждение, мы убеждаемся на практике, когда на занятиях русского языка озадачиваем обучающихся вопросом - определить значение предлагаемых лексем, причем не обращаясь за помощью к толковому словарю. Что следует за этим и к какому выводу мы приходим – этому и посвящена данная статья.

Сегодня Вузовская подготовка будущего специалиста должна быть ориентирована на развитие и совершенствование не столько знаний по выбранному им направлению подготовки, но, прежде всего, на овладение метапредметными навыками. В узком смысле метапредметность предполагает планирование собственной деятельности обучающегося, эффективное взаимодействие в группе, работу с разнообразной информацией. Так, под метапредметными навыками следует понимать «надпредметные навыки, которые дают возможность обобщения полученных знаний для применения в любой области жизнедеятельности, формируют умение решать задачи на стыке наук, воспринимать целостность научных знаний вообще без конкретизации каких-либо учебных предметов» [1].

В настоящей статье мы поделимся с отдельными рассуждениями о возможности успешного формирования некоторых надпредметных навыков в процессе изучения русского языка.

Для начала возьмем две лексемы, пусть это будут «стул» и «стол».

Две лексемы, общеупотребительные, не вызывающие затруднения в плане содержания и формы. Обучающиеся не допустят ошибки при их написании, произношении,

употреблении. Но нас интересует другое, а именно содержание, или значение лексем. Так, их объединяет общее понятие – «мебель». Конечно, можно вспомнить следующее определение лексемы «стол»: «Стол – предмет мебели, в виде широкой горизонтальной доски на одной или нескольких ножках (иногда с ящиками, тумбочками), на который ставят или кладут что-либо». [2] Опережая возможные вопросы, поясним, что мы сознательно не затрагиваем такие собственно лингвистические показатели, как частеречную принадлежность этих лексем, т.е. не рассматриваем их с морфологической точки зрения. Нам важнее выяснить первичную реакцию обучающихся на эти лексем (или слова-понятия). Действуя по алгоритму, т.е. поэтапной схеме рассмотрения данных лексем, мы сможем составить общую картину сформированности у обучающихся когнитивного языкового мышления, понимания ими понятийной природы рассматриваемых лексем.

Итак, общее у данных лексем – это принадлежность к «мебели». «Стул» – предмет мебели, предназначенный для сидения, тогда как «стол» – предмет мебели, место для еды, обеда, работы. Следуя алгоритму, мы выясняем, есть ли у «стула» близкие, смежные понятия. Выстраивается целый ряд лексем: табуретка, кресло, пуфик, скамейка. При этом можно установить, чем, к примеру, стул отличается от табуретки или кресла. Заметим, что сам процесс объяснения, безусловно, отнимает определенное время, но оно стоит того. Во-первых, обучающиеся с интересом, наглядно, образно представляют предметы, мысленно определяя их сходство и отличия, при этом проговаривая, выстраивая логическую цепочку. Так, стул отличается от табуретки тем, что у него имеется спинка (как обязательный признак), вместе с тем у кресла имеются подлокотники, что придает ему удобство при сидении. Во-вторых, в ходе устного объяснения преподаватель добивается того, чтобы обучающиеся придерживались общего правила: конкретизации мыслей, т.е. следования единому алгоритму. К примеру, общий признак у стула, табуретки, кресла – «мебель для сидения», тогда как отличительный признак у них в том, что у стула есть спинка (у табуретки нет), у кресла есть подлокотники (у стула и табуретки нет). Можно выяснить, насколько эти предметы функциональны, удобны для сидения (так, стул удобнее табуретки, а кресло удобнее стула). Таким образом, преподаватель формирует не столько предметные, скажем, языковые знания и умения, сколько общепредметные, метапредметные сведения, то, что позволяет сформировать не только навыки общего, интеллектуального развития, но и языкового мышления, функциональной грамотности обучающихся. О грамотном владении обучающимися языковыми правилами будут свидетельствовать такие факты, как характеристика лексем с точки зрения их сочетаемости («стол» может быть «обеденный, рабочий, письменный», что неприменимо в отношении лексемы «стул», нельзя сказать «стул обеденный, письменный, рабочий»; стол может быть длинным, квадратным, тогда как о стуле нельзя сказать – «длинный, квадратный»). Добавим, что в формировании общей картины мира работа с данными лексемами может содержать такие способы, которые развивают у них универсальные знания: определение лексемы с точки зрения физики («стол», «стул» как физические тела, т.е. материальные предметы); материал изделия (и стол и стул изготавливают из прочных материалов – дерево, пластика); художественного образа (лексема «стул» в строчке «Спрошу я стул, спрошу кровать...» в известном стихотворении Марины Цветаевой «Вчера еще в глаза глядел», «Двенадцать стульев» Ильфа и Петрова) и т.д. О креативности подхода к определению значения лексем (и не только тех, о которых идет речь в данной статье) вряд ли стоит упоминать. Допустим, что обучающийся испытывает трудности при определении значения лексемы, но при этом он может продемонстрировать определенные навыки понимания и применения таких действий, как отнесение предлагаемой лексемы к определенному классу предметов (вещей, явлений и т.д.), описание понятийной природы лексемы через общие и отличительные ее признаки. Тем самым у обучающихся формируются такие важные учебные навыки, как: распознавание понятий однородного класса (предметы, действия, признаки), что является основой для развития их когнитивного мышления, способности распознавать языковую природу слов, обозначающих предметы окружающей действительности. Приобретенные предметные

умения и навыки пригодятся им и при изучении других учебных дисциплин. Выводы. Предлагаемая нами методика работы с русскими лексемами позволяет обучающимся получить дополнительные метапредметные навыки, которые помогут сформировать у них целостность общекультурного, личностного и познавательного развития, расширить у них представление о целостной образной картине мира, окружающей среды. Таким образом, на занятиях русского языка обучающиеся не только учатся определенным правилам (орфографии, грамматики), но и приобретают навыки анализа, сравнения, сопоставления различных языковых фактов (в нашем случае – определение общих и отличительных признаков лексем), учатся искать нужную информацию, иначе говоря, приобретают метапредметные навыки.

Список литературы

1. Прокопенко М.Л. О реализации метапредметного подхода к обучению// Интернет-журнал «Эйдос». – 2011. - № 4. 2. Толковый словарь Ефремовой Т.Ф. 2000

МРНТИ: 10.63.25; 10.63.91; 10.87.17; 10.87.27

Timur Shotbakov, Noor Shuhadawati Binti Mohamad Amin
Ahmad Ibrahim Kulliyah of Laws
International Islamic University Malaysia

ILO CONVENTIONS AND THE TRADE UNIONS' ISSUES IN MALAYSIA AND KAZAKHSTAN

Annotation. This article systematizes and compares actual information on the adoption and application of ILO international conventions in the world and provides a comparative analysis of their ratifications in various regions of the world, as well as the international legal basis for international cooperation in the field of labour relations. Special attention to the research is paid to the analysis of the current status of international conventions in Malaysia and Kazakhstan, the problems of their implementation and enforcement, as well as recommendations for their solution and the vision of the development of labour relations.

Keywords: ILO Convention, International Labor Organization, trade union, social-labour relations, international labour standards, freedom of association.

With the globalisation of economic and labour relations, many states worldwide are increasing their involvement in enshrining workers' rights and freedoms by ratifying conventions adopted by the International Labour Organisation (ILO),¹ of which there are now 187 member states.

Nevertheless, it cannot be denied that it was the trade unions at the conclusion of World War I who first initiated discussions about the international acknowledgement and control of socio-economic and trade union rights. Thus, in the Versailles Peace Treaty of 1919, the principle of trade union freedom was proclaimed for the first time, i.e., the right to form trade unions, although not for all workers and without any guarantees.²

From 1919 to the present, a total of 402 ILO instruments have been adopted (190 conventions, 6 protocols, 206 recommendations).³ Of this array, a special place is occupied by the

¹ Hereinafter referred to as "the ILO".

² *International Labor Organization and trade union rights in capitalist countries*, Ivanov S.A., M., 1959, Pages 10 – 11.

³ Official ILO website: www.ilo.org/dyn/normlex/en (as of 11/06/2023).

norms and provisions laid down in international conventions, which the ILO classifies on several grounds as follows: 10 Fundamental Conventions; 4 Governance (Priority) Conventions; and the remaining 176 conventions, which are referred to as the Technical Conventions.

It is true, of course, that the fundamental conventions play a major role among the instruments listed above. The table below gives the total number of countries, by world region, that adopted and ratification of all ILO fundamental conventions⁴:

Country	Fundamental ILO Conventions									
	Freedom of association		Forced labour		Discrimination		Child labour		Occupational safety and health	
	C087	C098	C029	C105	C100	C111	C138	C182	C155	C187
Africa (54)	50	54	54	54	53	54	53	54	22	15
Americas (35)	33	34	34	35	34	34	33	35	12	6
Arab States (11)	4	6	11	11	7	10	11	11	2	1
Europe (51)	51	51	51	51	51	51	51	51	30	28
Asia and the Pacific (36)	19	23	30	27	29	26	27	36	9	8
Total: 187	157	168	180	178	174	175	175	187	30	28

The provided table highlights an intriguing observation: the principle of freedom of association, which serves as a fundamental cornerstone for all ILO endeavours concerning labour relations and is enshrined in the ILO Declaration on Fundamental Principles and Rights at Work (1998)⁵, has regrettably not gained widespread acceptance in numerous member states of the ILO.

Indeed, two of the fundamental ILO Conventions governing trade union activities, namely Convention No. 87 on Freedom of Association and Protection of the Right to Organise (1948)⁶ and Convention No. 98 on the Right to Organise and Collective Bargaining (1949)⁷, have so far been ratified by the smallest number of countries, 157 and 168 respectively, of the 187 ILO member states.

However, it should be acknowledged that the Arab States and countries in Asia and the Pacific have the lowest proportion of adherence to the ILO's fundamental conventions. In contrast, the European, American, and even African member states of the ILO exhibit nearly 100% unity in the ratification and implementation of these fundamental conventions. This situation can be attributed to various factors, including the lack of political willingness from certain member states

⁴ Ratification of fundamental conventions by region. Information system on international labour standards: https://www.ilo.org/dyn/normlex/en/f?p=1000:10011:16469173812988:::P10011_DISPLAY_BY:3#Asia%20and%20the%20Pacific (as of 11/06/2023).

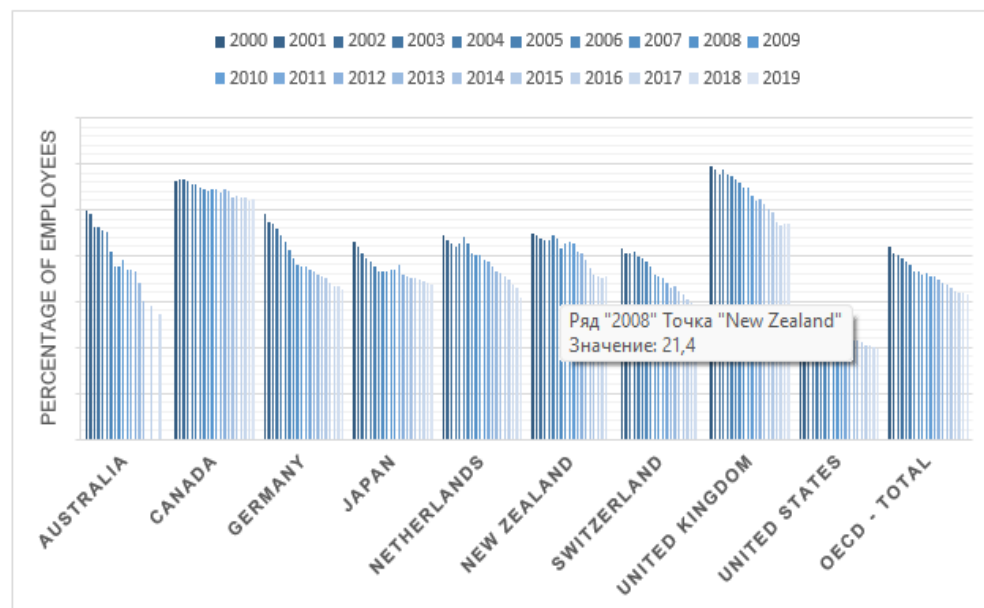
⁵ https://www.ilo.org/dyn/normlex/en/f?p=1000:62:0::NO:62:P62_LIST_ENTRIE_ID:2453911.

⁶ Date of entry into force: 4th July 1950. The convention was formerly known as the "Convention concerning Freedom of Association and Protection of the Right to Organise".

⁷ Date of entry into force: 18th July 1951. The convention was formerly known as the "Convention concerning the Application of the Principles of the Right to Organise and to Bargain Collectively".

to adopt and ratify conventions. Additionally, these states may also face societal “unpreparedness” stemming from their historical development, which hinders significant positive changes in social and labour relations at both the individual and state levels.

An additional element exacerbating this issue is the decline observed in both the quantity and scale of trade unions in numerous nations, a matter of concern for both experts and the unions themselves. This is despite evidence showcasing the efficacy of this mechanism in enhancing employee safeguards. The statistics for the last twenty years from the below-provided diagram, which depict a downward trajectory in nearly all OECD⁸, a club of mostly rich countries, further validate this trend:



Decreased participation in trade unions and the reduction of their powers are some of the main and underestimated, reasons not only for the slow growth of workers' wages, but also for the growing general “ignorance” of the application and implementation of the norms of international conventions of the ILO. Workers do not feel the need to join a union if the entire industry is getting the benefits that the union fought for. The guaranteed minimum wage also does not help unions gain popularity.⁹

It should also be mentioned that one of the problems of the ILO's line of work to assist member states in preparing and improving national legislation is the fact that the ILO cannot enforce even those countries that have already ratified conventions. Exceptionally, the ILO can call upon its members to take action against a state that is in particularly grave breach of international labour standards.

Thus, according to the ILO Constitution, “In the event of any Member failing to carry out within the time specified the recommendations, if any, contained in the report of the Commission of Inquiry, or the decision of the International Court of Justice, as the case may be, the Governing Body may recommend to the Conference such action as it may deem wise and expedient to secure compliance therewith”.¹⁰

⁸ OECD – *The Organisation for Economic Co-operation and Development*, is an intergovernmental organisation with 38 member countries, that are high-income economies with a very high Human Development Index (HDI) and are regarded as developed countries.

⁹ *Why trade unions are declining*, “The Economist” Gazette, 29th September 2015.

¹⁰ ILO Constitution, Article 33, clause 1.

In practice, it has been observed that the primary responsibility for overseeing trade union rights and norms about freedom of association within the ILO lies with the Committee of the Administrative Council on Freedom of Association. Since its establishment in the early 1950s, this committee has undertaken a significant amount of work, including the review of numerous allegations made by national and international trade union organizations regarding violations of trade union rights. It has also assisted many national trade unions and trade union activists in reclaiming their violated rights.

It is important to note that during the examination of specific cases, the Committee often presents considerations and formulates principles that have broader implications for various aspects of trade union situations and the exercise of trade union rights. These principles are not always explicitly outlined in the conventions related to freedom of association. For instance, while the Convention on Freedom of Association and the Protection of the Right to Organize does not directly address the right to strike, the Committee has provided insights on many facets of exercising this right based on its close association with freedom of association. One of its key emphases is that “the right to strike is a crucial means through which workers and their organizations can protect and promote their economic and social interests”.¹¹

One indication of the cooperation programme between the ILO and a particular member state, including Malaysia and Kazakhstan, is the country’s success in bringing its national legislation into line with international labour standards and strengthening its position in the international organisation.

The following table presents a summary of all ILO Conventions ratified in Kazakhstan (among other member countries of the Eurasian Economic Union) and Malaysia (among other member countries of ASEAN).¹²

Country	Fundamental Conventions (10)	Governance Conventions (4)	Technical Conventions (176)	Totally ratified	Totally in force
Eurasian Economic Union					
Armenia	8	3	18	29	29
Belarus	9	3	39	51	42
Kazakhstan	10	4	11	25	25
Kyrgyzstan	8	3	42	53	52
Russia	10	3	64	77	59
ASEAN countries					
Brunei Darussalam	2	0	0	2	2
Cambodia	8	1	4	13	12
Indonesia	9	2	9	20	19
Lao PDR	7	1	4	12	9
Malaysia	7	2	9	18	15
Myanmar	4	0	21	25	19
Philippines	8	2	28	38	31
Singapore	8	2	18	28	17
Thailand	7	1	11	19	18
Viet Nam	9	3	13	25	23

¹¹ *Freedom of Association: Digest of decisions and principles of the Freedom of Association Committee of the Governing Body of the ILO*. Fourth (revised) edition, 2006, Page 101.

¹² ILO official website: <http://www.ilo.org/dyn/normlex/en> (as of 11/06/2023).

Hence, it is easy to conclude that in many more aspects of the implementation of international conventions, both Malaysia and Kazakhstan are inferior in their regions concerned to other ILO member states that are simultaneously part of ASEAN and EAEU, respectively. Even though the total number of ILO conventions adopted in Malaysia is almost two times less than in Kazakhstan, these countries have similar problems and issues with the application of international labour standards, for instance, in the field of freedom of association.

In respect of Malaysia, as it is well known is one of the countries that did not accept the ILO Convention No. 87 on Freedom of Association and Protection of the Right to Organise (1948). The Government of Malaysia indicates that for the time being, the ratification of Convention No. 87 is not considered to be a priority as this instrument is not relevant to its national situation and historical background.¹³

The workers in Malaysia can exercise their rights to form trade unions and join the trade unions through provisions in the Trade Union Act 1959 and the Industrial Relations Act 1967, and via the ratification of ILO Convention No. 98, collective bargaining between the trade union and the employer is made possible. However, the ILO Convention of Freedom of Association No. 87 is yet to be ratified by the Malaysian government. It is perplexing to note that the country has ratified ILO Convention No. 98, which grants permission for collective bargaining, while simultaneously not having ratified ILO Convention No. 87, which pertains to freedom of association.

Another issue which contradicts international labour standards, at least in the freedom of association principle, is a requirement of the Industrial Relations Act 1967 to pass the recognition process of a trade union in Malaysia. The recognition is defined as referring to the acceptance by an employer that a particular trade union has the right to represent its workers in the collective bargaining process.¹⁴

Even though freedom of association is guaranteed under the Federal Constitution of Malaysia, the Federal Constitution has posed a limitation to the freedom of association when it relates to labour or education.¹⁵ As a result, various restrictions have been imposed on the trade union's exercise of rights. In the context of the recognition process of a trade union, the restrictions can be seen when the trade unions are subjected to a lengthy and complex recognition procedure.

A similar problem, related to this international labour standard as the freedom of association and "the right to establish organizations without previous authorization", takes place in Kazakhstan, which even ratified the ILO Convention No. 87 on Freedom of Association and Protection of the Right to Organise (1948).

Thus, the trade union law of Kazakhstan provides for the following provisions:¹⁶

- the submission of documents to the registration authority no later than two months from the date of the founding congress;
- the obligation of the trade union, before the expiry of one year from the date of registration, to submit to the judicial authority copies of the documents proving its compliance with the requirements laid down in the relevant provisions of the law;
- the consequences of non-compliance with the requirements provided for in this article, which entails the suspension of the trade union's activities in court for a period of three to six months.

These rules complicate the procedure for state registration of trade unions and are generally not harmonised with Article 2 of ILO Convention 87, according to which "workers and employers, without distinction whatsoever, shall have the right to establish and, subject only to the rules of the organisation concerned, to join organisations of their own choosing without previous

¹³ Giving globalization a human face: International Labour Conference, 101st SESSION, 2012, Page 372.

¹⁴ Maimunah Aminuddin, *Employment Law Manual for Practitioners*, (Malaysia: CLJ Publication, 2013), 15.

¹⁵ Article 10(3) of the Federal Constitution of Malaysia.

¹⁶ Article 10 of the Law of the Republic of Kazakhstan "On Trade Unions".

authorisation”.¹⁷

Regarding this matter, it would be adequate to specify in the trade union legislation that the registration of a trade union is conducted in compliance with the laws of Kazakhstan concerning the registration of legal entities and the recording of branch offices and representative offices.

Also previously, before the amendments to the Law on Trade Unions of Kazakhstan, there was a requirement that a subordinate trade union (sectoral, territorial) must be part of a higher trade union (national) as a member organisation. Changes made to this law in 2020 eliminated such a requirement, however, the current version of the law provides for other restrictive requirements that:¹⁸

- a territorial association of trade unions at the level of a region, city of republican significance and the capital city must have member organizations and (or) representative offices (branches) on the territory of at least two districts (cities of regional significance, districts in a city). At the same time, a territorial association of trade unions at the level of a district (a city of regional significance) must have at least two member organizations in the corresponding territory;
- an industry (sectoral) trade union must have structural subdivisions and (or) member organizations on a territory that includes more than half of the number of regions, cities of republican significance and the capital city;
- employees of small businesses have the right to create an industry (sectoral) trade union if there are structural divisions, and member organizations in the territory, which includes more than half of the number of regions, cities of republican significance and the capital city.

These principles have consistently captured the scrutiny of international specialists as a fundamental foundation. For instance, ILO Convention 87, Article 5 explicitly declares that “workers’ and employers’ organisations shall have the right to establish and join federations and confederations and any such organisation, federation or confederation shall have the right to affiliate with international organisations of workers and employers”.¹⁹ The right to form and join such organizations is not contingent on any conditions; it is an unequivocal entitlement.

In conclusion, it may be said that current legislation in both Malaysia and Kazakhstan on trade unions does not sufficiently ensure freedom of association for trade unions. Certain provisions require further harmonisation with the requirements of the ILO Convention No. 87 on Freedom of Association and Protection of the Right to Organise (1948).

In addition, among other existing ILO conventions affecting the essential rights and interests of workers, we consider it necessary to accede to the following international labour standards:

- 1) Social Security (Minimum Standards) Convention, 1952 (No. 102);
- 2) Minimum Wage Fixing Convention, 1970 (No. 131);
- 3) Collective Bargaining Convention, 1981 (No. 154);
- 4) Part-time Work Convention, 1994 (No. 175);
- 5) Safety and Health in Agriculture Convention, 2001 (No. 184).

Since the basic idea and aim of improving legislation on trade unions is to create conditions and a legal mechanism for the effective exploitation of trade union potential and to establish trade unions with real authority in society and the State, ratification of the ILO conventions considered above will consequently help to improve labour and social legislation and increase the legal protection and guarantees of workers of all categories.

¹⁷ ILO Convention No. 87, Article 2: https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed_norm/---normes/documents/normativeinstrument/wcms_c087_ru.htm (as of 11/06/2023).

¹⁸ Articles 12, 13 of the Law of the Republic of Kazakhstan “On Trade Unions”.

¹⁹ ILO Convention No. 87, Article 5: https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed_norm/---normes/documents/normativeinstrument/wcms_c087_ru.htm (as of 11/06/2023).

Тимур Шотбаков, PhD кандидаты

Профессор көмекшісі, **Доктор Нур Шухадавати Бинти Мохамад Амин**

Ахмад Ибрахим заң факультеті (AIKOL)

Малайзия Халықаралық Ислам Университеті

Анатпа. Бұл мақалада ХЕҰ халықаралық конвенцияларының әлемде қабылдануы мен қолданылуы туралы нақты ақпарат жүйеленеді және салыстырылады және оларды әлемнің әртүрлі аймақтарында ратификациялаудың салыстырмалы талдауы, сондай-ақ еңбек қатынастары саласындағы халықаралық ынтымақтастықтың халықаралық-құқықтық негіздері қарастырылған. Зерттеу жұмысына Малайзия мен Қазақстандағы халықаралық конвенциялардың қазіргі жағдайын талдауға, оларды жүзеге асыру және орындау мәселелеріне, сондай-ақ оларды шешу бойынша ұсынымдарға және еңбек қатынастарын дамытудың көрінісіне ерекше назар аударылады.

Түйінді сөздер: ХЕҰ Конвенциясы, Халықаралық еңбек ұйымы, кәсіподақ, әлеуметтік-еңбек қатынастары, халықаралық еңбек стандарттары, бірлестіктер бостандығы.

Тимур Шотбаков, кандидат PhD

Ассистент Профессора, **Доктор Нур Шухадавати Бинти Мохамад Амин**

Юридический факультет им. Ахмада Ибрагима (AIKOL)

Международный Исламский Университет Малайзии

В данной статье систематизированы и сопоставлены актуальные сведения о принятии и применении международных конвенций МОТ в мире, дан сравнительный анализ их ратификации в различных регионах мира, а также международно-правовой основы международного сотрудничества в сфере трудовых отношений. Особое внимание в исследовании уделено анализу современного состояния международных конвенций в Малайзии и Казахстане, проблемам их реализации и обеспечения соблюдения, а также рекомендациям по их решению и видению развития трудовых отношений.

Ключевые слова: Конвенция МОТ, Международная организация труда, профсоюз, социально-трудовые отношения, международные трудовые стандарты, свобода объединений.

УДК 331.1

МРНТИ 06.81.15

А.Я. Бижанова

Almaty Management University, Алматы, Казахстан

ТРАНСФОРМАЦИЯ КОРПОРАТИВНОЙ КУЛЬТУРЫ В ДОМАХ РЕБЁНКА НА ПРИМЕРЕ КГУ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ДОМ РЕБЁНКА «УМИТ» Г. АКТОБЕ

В Казахстане со дня обретения независимости в 1991 году ведётся непрерывная трансформация социальных учреждений для детей сирот и детей находящихся в трудной жизненной ситуации (ТЖС). В 1994 году Казахстан ратифицировал Конвенцию ООН о правах ребёнка. Организация Объединенных Наций во Всеобщей декларации прав человека провозгласила, что дети имеют право на особую заботу и помощь. Государства-участники Конвенции, убеждены в том, что семье как основной ячейке общества и естественной среде для роста и благополучия всех ее членов и особенно детей должны быть предоставлены необходимые защита и содействие, с тем чтобы она могла полностью возложить на себя обязанности в рамках общества, признают, что ребенку для полного и гармоничного развития его личности необходимо расти в семейном окружении, в атмосфере счастья, любви и понимания. Во всех действиях в отношении детей, независимо от того, предпринимаются они государственными или частными учреждениями, занимающимися

вопросами социального обеспечения, судами, административными или законодательными органами, первоочередное внимание уделяется наилучшему обеспечению интересов ребенка.

В Казахстане количество социальных учреждений для детей сирот, как и детей в них, из года в год сокращается. С 2002 года количество детских домов в республике снизилось на 41%, а число находящихся в них детей – на 65%. На сегодня в стране насчитывается 116 учреждений, где проживают порядка 3700 детей. Происходит трансформация детских домов в Центры поддержки детей, находящихся в трудной жизненной ситуации. Для обеспечения прозрачности процесса передачи детей в семьи с 2016 года функционируют республиканский банк данных детей-сирот. При этом существует и обратная тенденция. За 2017–2021 годы численность детей, которых усыновители и опекуны вернули в детдома, увеличилась на 64%. Из трех категорий «новых» родителей за пять лет лишь опекунов стало больше (392 человека против 325 в 2017 году). Патронатных воспитателей стало меньше на 23%, численность усыновителей уменьшилась в пять раз. Если в 2017 году было усыновлено 168 несовершеннолетних, то в 2021 году — всего 31 ребенок. По данным агентства «Казинформ» от 1 июня 2022 года. Министр здравоохранения РК Ажар Гиният сообщила о росте количества лиц с инвалидностью (с особыми потребностями) в стране. Инвалидность является одним из индикаторов качества и эффективности социальных и лечебно-профилактических мероприятий. Проблемы инвалидности имеют межведомственный характер, затрагивающий медицинскую, социальную, образовательную и профессиональные сферы.

По словам министра, общая численность лиц с особыми потребностями, по состоянию на 1 января 2022 года, составила около 700 тыс. человек, из них детей до 18 лет – 98,3 тыс. (14%)

В структуре общей инвалидности вследствие болезней 18% составляют психические расстройства, 15% - болезни системы кровообращения и 12% - травмы всех локализаций. «Первичная инвалидность среди детей в 31% случаев - это врожденные пороки развития, деформации и хромосомные аномалии, 22% - болезни нервной системы, 17% - психические расстройства и расстройства поведения. В 2021 году впервые установлена инвалидность 13131 ребенку», - добавила министр. А это 70% от всех причин первичной инвалидности среди детей. Растёт социальное напряжение в обществе. [1]

В связи с тем, что дома ребёнка относятся к системе здравоохранения, детские дома (Центры временной адаптации детей) к системе образования, интернаты для детей с тяжёлыми нервно-психическими заболеваниями и особыми потребностями в уходе, относятся к системе социальной защиты и ещё часть детей находятся дома, количество детей, нуждающихся в социальной защите государства выше, чем нам дают официальные источники. Рост количества суицидов, попыток совершения суицидов, наркомании и употребления психоактивных веществ среди подростков косвенно подтверждают существование проблем во внешне благополучных семьях.

Исторически, Детские дома и Дома Малюток (Дома ребёнка) на территории современного Казахстана появились при Советской власти. И при всех негативных моментах, о которых пишут в СМИ, есть успешные кейсы, предотвращённые смерти, во время сделанные операции, благополучные исходы тяжёлой жизненной ситуации. Накоплен опыт по выхаживанию детей и передаче их в руки кровных и приёмных семей.

Наш дом ребёнка существует с 1929 года. На 1 июля 2023 года в КГУ Специализированный Дом Ребёнка «Умит» работает 75 работников. Учреждение работает в круглосуточном режиме. Кроме групп с круглосуточным пребыванием, открыты 2 группы для профилактики социального сиротства, в которую ходят дети, родившиеся в неполных семьях и в семьях с ТЖС. Трансформация корпоративной культуры в домах ребёнка идёт сразу по нескольким направлениям. Трансформация связана с теми процессами, которые происходят в обществе. Наши цели: транспарентность, профилактика и предотвращение преступлений в отношении женщин и детей, привитие навыков социализации и коммуникации как детям, так и сотрудникам учреждения. Уменьшение социального

напряжения в семьях с ТЖС.

Для обеспечения всестороннего и гармоничного развития ребенка, формирования свободной личности, патриотизма, привития навыков самостоятельности, уход и воспитание детей в течение всего времени нахождения в Доме ребенка осуществляются постоянными лицами. Этот принцип достигается путем организации отделений (групп) для разновозрастных детей или в отделениях дети распределяются по возрастам на основании общности распорядка дня и режима питания. В Доме ребенка создаются условия, гарантирующие охрану и укрепление здоровья ребенка, их гармоничное развитие. Воспитываются дети от рождения до 3-х летнего возраста. По состоянию здоровья, в специализированных группах для детей с поражением центральной нервной системы – дети до 4-х лет. Воспитанники находятся под постоянным наблюдением педиатров, медицинских работников.

Дети в Дом ребенка поступают из областного перинатального центра, из роддомов, из дома. Детей-подкидышей, брошенных, доставляют сотрудники ювенальной полиции г. Актобе и районные отделы полиции (круглосуточно). За 2020-2023г.г. в Дом ребенка поступило 187 детей. За этот период переданы на воспитание в семью -144 ребенка в том числе: возврат в биологическую семью — 109, на усыновление — 6, на опеку- 16, на патронатное воспитание - 14. Переведены в детские дома – 1, в специализированные интернаты — 5; умерло – 3 детей, выбыли из группы дневного пребывания - 45 детей. Существует много причин, способствующих переводу и поступлению детей в Дом ребенка. Так за этот период на временное содержание поступило 40 детей и возвращены в семьи – 29 детей. Не уменьшается количество поступающих детей – подкидышей, так за 2020 -2023г.г. поступило 60 детей. Наиболее частыми причинами поступления детей в Дом ребенка являются: тяжелое материальное положение семьи и матерей одиночек, отказ от больных детей с неврологической и физической врожденной патологией, социальное сиротство (алкоголизм родителей, пребывание родителей в местах лишения свободы, подкидыши).

В государственных бюджетных социальных учреждениях работают в основном женщины. В доме ребёнка «Умит» всего 9,3% работающего контингента это мужчины. Средний возраст всех работающих в доме ребёнка 50-55 лет.

Половозрастной состав сотрудников дома ребёнка «Умит»

Всего работающих

75 человек

%

Из них женщин

68 человек -90,7% Из них мужчин

7 человек - 9,3%

Средний возраст- 50-55 лет

до 30 лет- 5 человек 6,7%

От 30 до 45 лет-8 человек 10,7%

Старше 45 лет-54 человека 72%

Пенсионеры-4 человека(2023 г) 5,3%

Предпенсионный возраст -4 человека (2024 г.) 5,3%

Низкая заработная плата, относительно таких же должностей в целом по отрасли, отсутствие карьерных перспектив не привлекают в дом ребёнка молодые кадры. Изменить данное положение возможно, и для этого необходимо положительное внимание основных стейкхолдеров к проблемам семей с ТЖС и проблемам дома ребёнка, и всех социальных учреждений.

Основные стейкхолдеры: государственные структуры - акимат, маслихат, департаменты образования, труда и социальной защиты, здравоохранения, прокуратура, УВД, неправительственные организации, занимающиеся социальными проблемами.

К сожалению, в нашей практике наблюдается поступление детей из одних и тех же семей, где мамы рожают детей, будучи уже лишёнными прав на старших детей. Социальный портрет семьи с ТЖС:

1. Чаще всего, члены семьи и отец и мать злоупотребляют психоактивными веществами (алкоголь, наркотики, токсичные вещества), что ведёт к деградации личности.

2. Мать в 90% случаев одна тянет детей, мужчины в редких случаях участвуют в содержании семьи и воспитании детей. Нет постоянного партнёра, гражданский брак, несколько партнёров.

3. Нет поддержки со стороны отца детей и ближайших родственников. (Эмоциональной, финансовой)

4. Наличие диагностированных и недиагностированных поведенческих расстройств психики ведущие к деградации личности. (девиантное поведение, умственная отсталость различной степени тяжести, шизофрения, эпилепсия различного генеза).

5. Последователи деструктивных религиозных течений.

6. Отсутствие постоянного места жительства. (миграция внутри населённого пункта, между населёнными пунктами, между странами).

7. Лица, имеющие дефекты в воспитании в раннем возрасте (от рождения до 15 лет), конфликты и жестокое обращение в семье.

Вследствие этого – низкий социальный уровень, отсутствие собственного жилья, доверчивость, неумение отстаивать свои интересы, склонность к бродяжничеству, склонность к употреблению психоактивных веществ.

Такие родители не строят долгосрочных планов, не понимают свою ответственность за судьбу ребёнка, не последовательны в своих решениях и действиях.

Сами рождены в неблагополучных семьях и/или сами проживали в детских домах и домах интернатах.

Низкий уровень доверия к представителям социальных институтов. При этом, иждивенческая жизненная позиция. Среди различных видов социальных отклонений широкое распространение получил социальный паразитизм в форме бродяжничества, попрошайничества и проституции. Для него характерна прогрессирующая устойчивость, превращающая подобное социальное отклонение в образ жизни (отказ от участия в общественно полезном труде, ориентация сугубо на нетрудовые доходы). Этот паразитизм опасен в любой форме.

SWOT – анализ по ГУ Дом ребёнка «Умит»

СИЛЬНЫЕ СТОРОНЫ

- Есть потребность в услугах дома ребёнка
- Государственное учреждение
- Существует с 1929 года
- Работает согласно Приказов МЗ РК
- Расположение в центре города.
- Есть материально-техническая база
- Коллектив сплоченный
- Низкая текучка кадров
- Стабильный коллектив
- Взаимодействуем со многими структурами: ЛПУ, отделы образования, социального обеспечения, Юстиция, ДВД, Прокуратура, НПО, СМИ
- Оснащение групп в соответствии стандартам СанПин.
- Есть опыт у специалистов дома ребенка по раннему уходу и воспитанию с рождения.
- Есть опыт паллиативного ухода.
- Открыты для волонтеров
- Есть свой Инстаграмм чат
- Открыты для взаимодействия с НПО, общественниками, СМИ
- Установлены камеры видео-наблюдения в помещениях и на территории

- Стабильная зарплата и соц.отчисления.
- Государственные гарантии при приёме и увольнении.

СЛАБЫЕ СТОРОНЫ

- нет условия для сотрудников (столовая, раздевалки, комната спортивной релаксации)
- нет питания у сотрудников, нет соц.пакета
- нет возможности карьерного роста
- нет приемственности у сотрудников
- коллектив возрастной
- здание требует ремонта
- низкая зарплата не мед.работника
- статус педагога (нет у наших воспитателей)
- мат.техническая база требует обновления
- архив на бумаге (нет соответствующего хранения)
- нет архивариуса.
- видео-наблюдение не централизованное к системе ДВД)
- скученность помещений и персонала
- не оборудованы склады
- платное обучение педагогов
- нет специализированного обучения для раннего дошкольного развития и воспитания
- нет тесного взаимодействия по работе с проблемными семьями в ТЖС
- негативное отношение в обществе к домам ребенка (негативный стереотип)
- норма питания не соответствуют современным требованиям
- нет оснащения игровых площадок
- автомобили нуждаются в ремонте
- нет детского бассейна
- нет веранды для прогулок и сна

ВОЗМОЖНОСТИ

- расширить коечную мощность за счет оказания паллиативной помощи
- увеличить количество детей в группах дневного пребывания для семей из ТЖС
- проводить раннюю реабилитацию и абилитацию детей из ТЖС и детей инвалидов
- организовать школу родителей для обучения навыкам ухода и воспитания детей раннего возраста и детей с особенностями развития
- организовать курсы по правильному детскому питанию для мам и ухаживающего персонала
- обучение нянь и воспитателей на краткосрочных курсах
- имеем возможность давать рекомендацию для дальнейшей работы в семьях
- мед.работники могут оказывать массаж и другие процедуры на дому
- воспитатели имеют опыт работы с особенными детьми (могут работать тьюторами)
- проводить юридические консультации по усыновлению и по возвращению детей в семью
- есть кабинет Монтессори (можем проводить обучение специалистов по работе в кабинете Монтессори)
- перевести архив и бухгалтерию на цифровой формат хранения
- можем писать методички по раннему развитию детей
- можно проводить научно медицинские и педагогические исследования
- провести научно-практическую конференцию по работе с детьми из ТЖС и семьями
- проводить педагогический совет с родителями ТЖС
- помощь КЗПН и акимату по работе с семьями из ТЖС
- создать музей дома ребенка
- работа с маслихатом и НПО по улучшению мат.технической базы

УГРОЗЫ

- Нет круглосуточной охраны возможна кража детей и имущества и угроза жизни сотрудников.
- Соседство с детьми из психо-неврологического интерната(нет забора) единый двор , здание.
- Угроза закрытия учреждения и изъятие здания для других нужд.
- Частые подпоры канализации из-за обветшалой сети.
- Захламленность.
- Отсутствие плана противопожарной сигнализации.
- Требуется ремонт окон, сантехнического оборудования и канализации.
- Необходимо провести поверку электрических сетей.
- Нужны решетки безопасности для детей.
- Угроза заражения персонала от детей и их родителей с ВИЧ, ТБС, кож.вен и других заболеваний.
- Возможна внезапная смерть детей от несчастного случая (упал,задохнулся и т.д.)
- Угроза падения ребенка с пожарной лестницы.
- Угроза подскользнуться и упасть на ступеньках.
- Угроза электрического шока от электрооборудования.
- Слабая корпоративная культура.

Наши предложения по улучшению работы, изменению направления деятельности и корпоративной культуры в Домах ребёнка по всему Казахстану:

1. Ввести в силу Проект «об утверждении Положения о деятельности Домов ребёнка» от 7 июля 2020 года, с дополнениями.

2. Внести дополнительные изменения, касающиеся архива домов ребёнка. Архив домов ребёнка необходимо перевести в цифровой формат (все документы касающиеся детей, обстоятельств их появления в доме ребёнка, их кровных родителей, усыновителей необходимо отцифровать).Текущую документацию, необходимо вести в двух форматах (на бумаге и на цифровых носителях) с соблюдением мер защиты данных от несанкционированного изъятия.

3. При поступлении детей в учреждения интернатного типа проводить анализ ДНК тестирования для установления генетического родства, а также обнаружения генетических заболеваний. Эти исследования помогут в будущем становлению генетической науки РК, накоплению данных о генетическом здоровье населения.

4. При трансформации домов ребёнка в Центры по ранней абилитации и реабилитации детей, предлагаю, на базе данных центров создать санаторно-курортные учреждения. Использование природно-климатических условий для лечения и оздоровления детей в городах Актау, Алматы, Шымкент, Щучинск, Тараз. Организовать выезд воспитанников домов ребёнка из регионов, в данные центры по очерёдности. Это поможет осуществлять обмен опытом между центрами абилитации. В дальнейшем, организовывать совместный выезд мам с детьми.

5. Для улучшения кадровой ситуации, притока молодых специалистов, ввести в состав попечительских советов центров ранней реабилитации руководителей педагогических, медицинских и других высших и средних учебных заведений регионов.

6. Оплату труда специалистов с педагогическим образованием центров ранней абилитации приравнять к соответствующим специалистам в организациях образования и социальной защиты.

Список литературы

https://www.inform.kz/ru/kolichestvo-lic-s-invalidnost-yu-rastet-v-kazahstane_a3951436



ATYRAU OIL AND
GAS UNIVERSITY

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.

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.



ATYRAU OIL AND
GAS UNIVERSITY

С уважением, редакция научного журнала «Вестник АУНГ».

КАСПИЙ ТЫНЫСЫ - 2023

СОДЕРЖАНИЕ

ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ, БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН 4*Т.И. Касенов, А.А.Жанбатыров*

ЭТАПЫ ОСВОЕНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ САТИМОЛА 4

G.Sh. Doskazieva, M.D.Bissengaliev, G.G. Abdehova, O.Sh.Tulegenova

RESEARCH OF CRITERIA FOR POLYMER FLOODING AND ITS EFFECTIVE APPLICATION IN THE FIELDS OF WESTERN KAZAKHSTAN 12

Fuad Veliyev, Aida Aslanova

ABOUT THE NON-NEWTONIAN BEHAVIOUR OF FLUID FLOW IN MICRO-SLIT MODEL 26

Л.В.Милосердова, К.И.Данцова, С.Ф.Хафизов

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПРИКАСПИЯ И ПЛАНЕТАРНАЯ ЛИНЕАМЕНТНАЯ СЕТЬ (ПЛАНЕТАРНАЯ ТРЕЩИНОВАТОСТЬ) 31

Д.К.Ажгалиев, М.К.Абилова, А.С.Жиенгалиев

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАСШИРЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРОРВИНСКОЙ ЗОНЫ ПОДНЯТИЙ 32

Р.Н. Блгалиев

АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЭРИРОВАННОГО ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН 36

Д.Ж. Аронов, Н.Е. Шаймерденов, Ә.А.Мирамбеков, Г.Т.Космбаева

МҰНАЙ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨНІМДЕРІН ТАСЫМАЛДАУ 42

Г.Е. Суюнгариев, Ж.У. Икласова

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА С КИСЛОТНЫМИ РАСТВОРАМИ 46

Г.Е. Суюнгариев, Ж.У. Икласова

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СОСТОЯНИЯ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ИЗВЛЕКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ 50

ГЛАВА 2. ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕХИМИИ И ЭКОЛОГИИ 54*Е.Г.Гиладжов, Д.К.Кулбатыров, М.Д.Уразгалиева, Н.В.Кузнецова, А.Ж.Жексембаева*

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ГРУНТОВОЙ ДОРОГИ НА ОСНОВЕ ЗАМАЗУЧЕННОЙ ПОЧВЫ ИЗ ПРОМЗОНЫ НГДУ-1 АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ» 54

Г.К.Шамбилова, А.С.Калдыбаева

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО АБСОРБЕНТА ДЛЯ ОЧИСТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ОТ СЕРОВОДОРОДА И УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА 60

*Г.Ш. Досказиева, М.Д.Бисенгалиев, О.Ш. Тулегенова, С.К. Буктыбаева,**Ж.Б. Шаяхметова*

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА 65

Г.Ш. Досказиева, М.Д.Бисенгалиев, О.Ш. Тулегенова, А.С. Каримова, Г.К. Абдешова

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ЛИКВИДАЦИИ ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ 69

*Е.У.Арстаналиев, Р.Е.Мукамбеткалиева, Г.Б.Тажиева, С.П.Василевская,
Р.Ф.Сагитов, В.Е.Дудоров, Н.Н.Рахимова, В.А.Солопова, Е.Л. Горшенина*

АНАЛИЗ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО
БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНАХ 72

С.П. Василевская, Е.У. Арстаналиев, Ж.К. Жантурин, Р.Ф. Сагитов
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА 77

А. Ш. Канбетов, Д.К. Құлбатыров, Д.Е. Ғинаятова
«ҚАШАҒАН» КЕН ОРНЫНЫҢ ТҮБІН ТЕРЕНДЕТУ ЖҰМЫСТАРЫ
АУДАНЫНДАҒЫ СУ ЛАЙЛАНУЫНЫҢ МОНИТОРИНГІ 80

ГЛАВА 3. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ, ТРАНСПОРТА И СТРОИТЕЛЬСТВА 85

Д. Нариманұлы, А. Ә. Қонарбаева
ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНДА АЭС САЛУДЫҢ АРТЫҚШЫЛЫҚТАРЫ
МЕН КЕМШІЛІКТЕРІ 85

В.А. Яшков, А.А.Конарбаева
ГЛОБАЛЬНЫЕ ТРЕНДЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В
УСЛОВИЯХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА 86

ГЛАВА 4. ЭКОНОМИКА И СОЦИАЛЬНО-ГУМАНИТАРНЫЕ НАУКИ 87

Г.К.Алмагамбетов
АНАЛИЗ ФАКТОРОВ ВНЕШНЕЙ СРЕДЫ НОРТ КАСПИАН ОПЕРЕЙТИНГ
КОМПАНИ Н.В. 87

А.Б. Тәңірберген
МҰФТАХ ДИАРОВ ӘЛЕМІ 95

Г.Б.Байжигитова
О РАЗВИТИИ МЕТАПРЕДМЕТНЫХ НАВЫКОВ ОБУЧАЮЩИХСЯ НА
ПРИМЕРЕ СОПОСТАВЛЕНИЯ СЛОВ-ПОНЯТИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ РУССКОГО
ЯЗЫКА 101

Timur Shotbakov, Noor Shuhadawati Binti Mohamad Amin
ILO CONVENTIONS AND THE TRADE UNIONS' ISSUES
IN MALAYSIA AND KAZAKHSTAN 103

А.Я. Бижанова
ТРАНСФОРМАЦИЯ КОРПОРАТИВНОЙ КУЛЬТУРЫ В ДОМАХ РЕБЁНКА НА
ПРИМЕРЕ КГУ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ДОМ РЕБЁНКА «УМИТ» Г. АКТОБЕ 109

КАСПИЙ
ТЫНЫСЫ - 2023



ATYRAU OIL AND
GAS UNIVERSITY

Атырау мұнай газ университетінің хабаршысы
Ғылыми журнал

Материалдарды компьютерде беттеп, баспадан
шығарған Атырау мұнай және газ
университетінің Баспа орталығы.
Басуға 22.11.2023ж. қол қойылды.
Пішімі А4. Көлемі 12,4 б.т. Таралымы 100 дана.

Вестник Атырауского университета нефти и газа
Научный журнал

Верстано и тиражировано в
Издательском центре Атырауского
университета нефти и газа.
Подписано в печать 22.11.2023 г.
Формат А4. Объем 12,4 п.л. Тираж 100 экз.

КАСПИЙ ТЫНЫСЫ - 2023