

УДК 622.276.49

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСОВ НАГНЕТАНИЯ ГАЗА ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

Ахметжан Самал Закиевна, кандидат технических наук, асс. профессор, зав. кафедрой «Нефтегазовое дело» Западно-Казахстанского инновационно-технологического университета

Купешова Алтынай Сакипкереевна, старший преподаватель Высшей школы нефти, газа и химической инженерии Западно-Казахстанского аграрно-технического университета им. Жангир хана

Сабитов Ахат Кайратович, магистрант 2 курса Западно-Казахстанского инновационно-технологического университета

Нұрсұлтанов Ерлан Қуанғалиұлы, магистрант 2 курса Западно-Казахстанского инновационно-технологического университета

Айшов Нурбахыт Копбергенович, магистрант 2 курса Западно-Казахстанского аграрно-технического университета им. Жангир хана

Аннотация

В статье рассматриваются вопросы разработки месторождения Карачаганак с применением обратной закачки газа, для поддержания пластового давления выше давления конденсатообразования, при осуществлении данного процесса, основным инструментом воздействия на пласт является газонагнетательная скважина, поэтому состояние призабойной зоны очень важный фактор, на который необходимо обратить внимание и проницаемость в этой части пласта имеет очень серьезное значение. Анализ основных технологических показателей разработки месторождения показывает, что реализуемая система разработки является эффективной. В связи со снятием ограничений по закачке газа, в данный момент, не смотря на снижение пластового давления ниже начала конденсации, на сегодняшний день предусматривается расширение зоны закачки и увеличение максимального уровня годовой обратной закачки газа до 68,9 % от объема добычи газа.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: месторождение Карачаганак, призабойная зона пласта, углеводороды, нагнетательные скважины, обратная закачка газа, сайклинг-процесс, газонагнетательные скважины, пластовое давление.

CURRENT STATUS OF GAS INJECTION AT THE KARACHAGANAK FIELD

Akhmetzhan Samal Zakieva, Candidate of Technical Sciences, Ass. Professor, Head of Department of "Oil and Gas Business" of the West Kazakhstan Innovation and Technological University

Kupeshova Altynai Sakipkereeve, Senior Lecturer, Higher School of Oil, Gas and Chemical Engineering, West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan

Sabitov Akhat Kairatovich, 2nd year undergraduate, West Kazakhstan Innovation and Technology University

Nursultanov Yerlan Kuangaliuly, 2nd year undergraduate, West Kazakhstan Innovation and Technology University

Aishov Nurbakhyt Kopbergenovich, 2nd year undergraduate of the West Kazakhstan Agrarian and Technical University named after Zhangir Khan

Abstract

The article deals with the development of the Karachaganak field using gas reinjection, to maintain reservoir pressure above the pressure of condensate formation, in the implementation of this process, the main tool for influencing the reservoir is gas injection wells, so the state of the bottomhole zone is a very important factor that needs to be paid attention to and permeability in this part of the reservoir is of great importance. An analysis of the main technological indicators of field development shows that the development system being implemented is effective. In connection with the removal of restrictions

on gas injection, at the moment, despite the decrease in reservoir pressure below the start of condensation, today it is planned to expand the injection zone and increase the maximum level of annual gas reinjection to 68.9% of gas production.

KEYWORDS: Karachaganak field, bottomhole formation zone, hydrocarbons, injection wells, gas re-injection, cycling process, gas injection wells, reservoir pressure.

Призабойная зона скважины (ПЗС) – участок пласта, непосредственно прилегающий к забою скважины. Скорости движения флюидов, изменения давления, потери энергии, а также фильтрационные сопротивления в этой зоне максимальны. Поэтому, даже небольшое загрязнение ПЗС существенно снижает производительность скважины. Снижение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) может происходить в процессе бурения или глушения скважины при капитальном ремонте. При недостаточной подготовке закачиваемой в пласт воды, в ПЗП нагнетательной скважины может накапливаться значительное количество илистых и глинистых частиц (при закачке пресной воды), остаточной нефти (при закачке подтоварной воды). В последнее время все меньше производится защита водоводов от процессов коррозии, благодаря чему закачиваемая в пласт вода насыщается окислами железа. В результате в ПЗП как в фильтре откладывается значительное количество загрязнителей. Для удаления загрязнителей, очистки ПЗП и восстановления проницаемости применяется целый ряд обработок. Наиболее простой (и недорогой) способ - обработка соляной кислотой [1].

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (далее КНГКМ) занимает территорию площадью более 280 км² и расположено в регионе с резко континентальным климатом. КНГКМ – уникальное месторождение, характеризующееся непростыми условиями эксплуатации. Верхняя граница пласта залегает на глубине примерно 3 500 м, а толщина продуктивного пласта составляет порядка 1600 м [2].

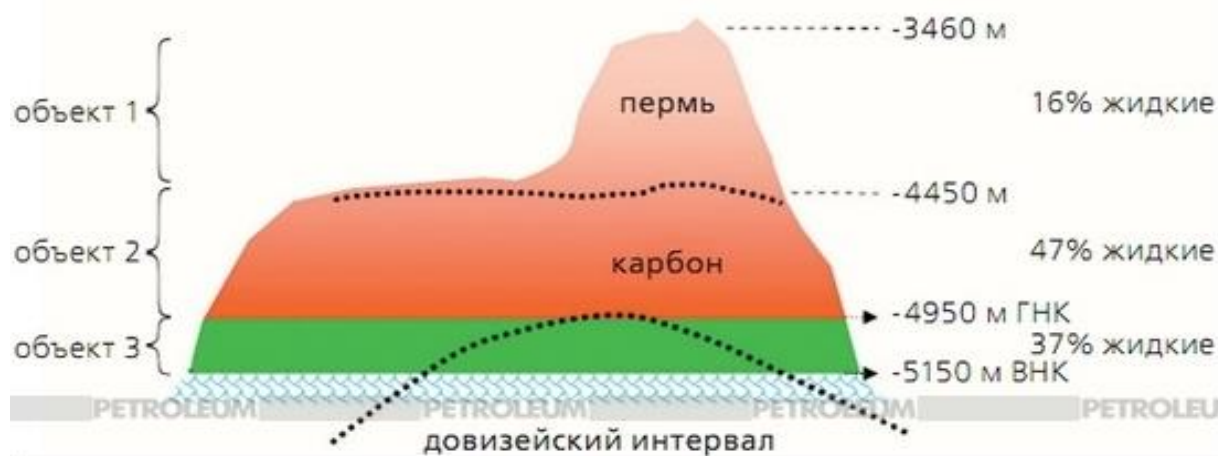


Рис. 1. Схематический разрез природного резервуара Карачаганакского месторождения с дифференцированным размещением вмещающих флюидов в пластах коллектора

В составе добываемого углеводородного сырья содержится до 4,5 % высокотоксичного и коррозионно-активного сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2), которые, при определенных условиях могут быть высокочрезвычайно коррозионными.

Состав пластового газа и его свойства изменяются по глубине – плотность и содержание более тяжелых УВ увеличивается. Нефтяная оторочка характеризуется еще большей изменчивостью свойств нефти по высоте. Жидкие УВ по плотности — особо легкие. Плотность конденсата в пластовых условиях составляет 0,77 г/см³, нефти — 0,81 г/см³. Содержание парафинов в конденсате — 3,8%, в нефти — 4,2%. Содержание сероводорода в конденсате — 2,49%, в нефти — 1,96% [3]. Согласно данным последнего отчета КПО о пересчете запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов на Карачаганак (принятого Государственным комитетом по запасам РК 17.11.2017), запасы месторождения Карачаганак оцениваются в 13,6 млрд баррелей жидких углеводородов и 59,4 трлн кубических футов газа, из которых по состоянию на 2020 год добыто около 13,6 % жидких углеводородов и около 12,9 % газа.

Общий фонд скважин по состоянию на конец 2020 г. на Карачаганакском месторождении составил 467 скважин, из них 114 добывающих скважин и 19 нагнетательных скважин обратной закачки сырого газа. В 2020 г. компания КПО добыла 143,9 млн баррелей нефтяного эквивалента (БНЭ) в виде стабильных и нестабильных жидких углеводородов, и газа. Объем добычи газа в 2020 г. достиг ~ 20,2 млрд м³.

Для поддержания пластового давления в течение 2020 г. КПО повторно закачала в пласт ~ 10,4 млрд м³ газа, что эквивалентно ~ 51,3 % от общего объема добытого газа [4].

Таблица 1. Добыча скважинной продукции в 2020 г.

Описание	Ед. изм.	2020	2019	2018
Общий объем добычи (не включает объем закачанного газа в пласт)	млн БНЭ	143,9	137,9	147,5
Общий объем нефти в стабилизированном эквиваленте	тыс. тонн	10 941	10 147	10 953
Общий объем добычи газа	млн м ³	20 214	18 614	18 913
Закачка газа в пласт	млн м ³	10 362	8 710	8 589
Очищенный газ для нужд месторождения	млн м ³	761	685,4	723,6

В данный момент КПО б.в. продолжает поэтапное освоение Карачаганакского месторождения в рамках осуществления первого этапа Проекта расширения Карачаганак (ПРК-1). Данный проект ПРК1 создаст дополнительную выгоду для материнских компаний по Карачаганакскому проекту и для Республики Казахстан за счет поддержания полки добычи стабилизированных жидких углеводородов с учетом дополнительных скважин,

технологических объектов и обратной закачки газа, это необходимо для регулирования растущего газового фактора на месторождении [4].

В декабре 2020 г. материнские компании по Карачаганакскому проекту подписали соглашение о санкционировании проекта ПРК1А. Данное соглашение стало еще одним важным событием, ознаменовавшим собой новую веху в продолжении освоения Карачаганакского месторождения, с учетом достижений Проекта по снятию производственных ограничений по газу на КПК и Проекта 4-го компрессора обратной закачки газа. Одним из приоритетов КПО в реализации ПРК1А является максимальное увеличение местного содержания с целью повышения конкурентоспособности местных подрядных организаций. Кроме того, в рамках проекта будут созданы новые рабочие места для казахстанцев.

Проект 5-го компрессора обратной закачки газа ПРК1А представляет собой первый этап объема работ по ПРК1и включает 5-й компрессор обратной закачки газа и другие сопутствующие объекты. Проект нацелен на использование дополнительной мощности по осушке, установленной в рамках проекта СПОГ на Карачаганакском перерабатывающем комплексе для увеличения мощностей по обратной закачке газа, объединив объем работ по проекту с существующими системами, инженерными сетями и производственными объектами.



Рис. 2. Схема разработки Карачаганакского НГКМ с поддержанием пластового давления, путем обратной закачки газа в пласт (сайклинг-процесс)

Сайклинг-процесс или обратная закачка газа на месторождении считается эффективной, так как она позволяет частично поддерживать пластовое давление. Результаты комплексного исследования зоны обратной закачки газа позволяют оптимизировать и улучшить контроль данного процесса. Скважины, в которых обнаруживается прорыв

закачиваемого газа подвергаются: останову, капитальному ремонту, переводу в другой фонд скважин.

Текущая компенсация отбора газа обратной закачкой месторождения в 2012-17 гг. составляла 42-46 %. При этом, газовый фактор в целом по месторождению в последние 5 лет остаётся на уровне 1493-1520 м³/т, что связано с проводимым целенаправленным контролем за режимами работы скважин с приоритетом добычи из скважин с низким ГФ [5].

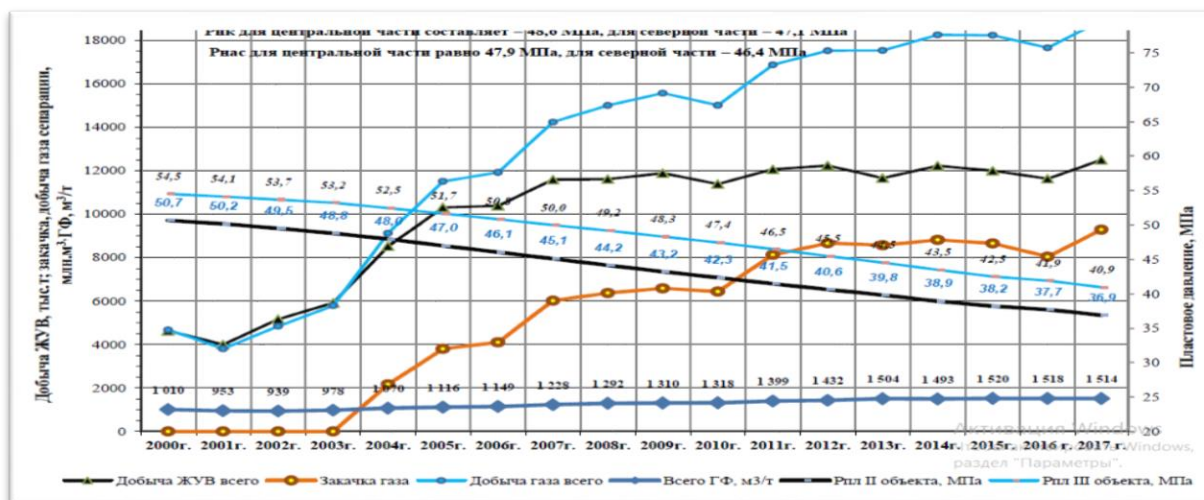


Рис. 3. Месторождение Карачаганак: динамика пластового давления по газонагнетательным скважинам II объекта

Как видно на графике, Рпл по скважинам снижается, диапазон Рпл довольно широкий – на 01.01.18 в интервале 32-40 МПа. На графике видно также, что характер снижения Рпл изменился, и с 2012 г. темп снижения Рпл уменьшился, а по большей части скважин видно стабилизацию Рпл (сплошная красная линия по сравнению с пунктирной).

На рисунке 3 приведена динамика пластового давления по газонагнетательным скважинам, через которые закачивают осушенный газ сепарации в верхнюю часть II объекта.

На рисунке видно, что в 10 газонагнетательных скважинах: 107, 126, 163, 200, 252, 330, 350, 701, 715, 812, практически с 2000 г., Рпл держится на одном уровне – 45-49 МПа. В остальных 7 скважинах, расположенных на юге, пластовое давление снижается [5].

Отличие в динамике пластового давления по данным замеров в газонагнетательных скважинах можно объяснить геологическим строением массивного резервуара, к которому приурочена КНГКМ. Так, скважины, в которых пластовое давление с 2004 г. остаётся постоянным, расположены в зоне циклической платформы (ЦП), и закачка газа позволяет поддерживать Рпл на одном уровне из-за наличия плотных пород между циклами, которые частично контролируют распространение газа в вертикальном направлении. Газонагнетательные скважины, в которых наблюдается снижение Рпл, расположены на юге,

где газ закачивается не только в интервалы ЦП, но и в баундстоун, и закачиваемый газ распространяется в большем объёме пород, что не позволяет компенсировать отборы УВ и приводит к снижению Рпл.

В таблице 2 показано распределение скважин по коэффициенту приемистости.

Таблица 2. Распределение скважин по коэффициенту приемистости за 2017 г.

Газонагнетательные скважины	Диапазон коэффициента приемистости, тыс. м ³ /сут/МПа			Всего скважин:
	менее 500	500-1000	более 1000	
Кол-во скважин	8	4	1	13
№ скв.	200, 207, 213, 252, 350, 626, 701, 812	126, 163, 330, 715	702D	13

Таким образом, наблюдается определённая закономерность в распределении и динамике пластового давления по добывающим и газонагнетательным скважинам II объекта [5].

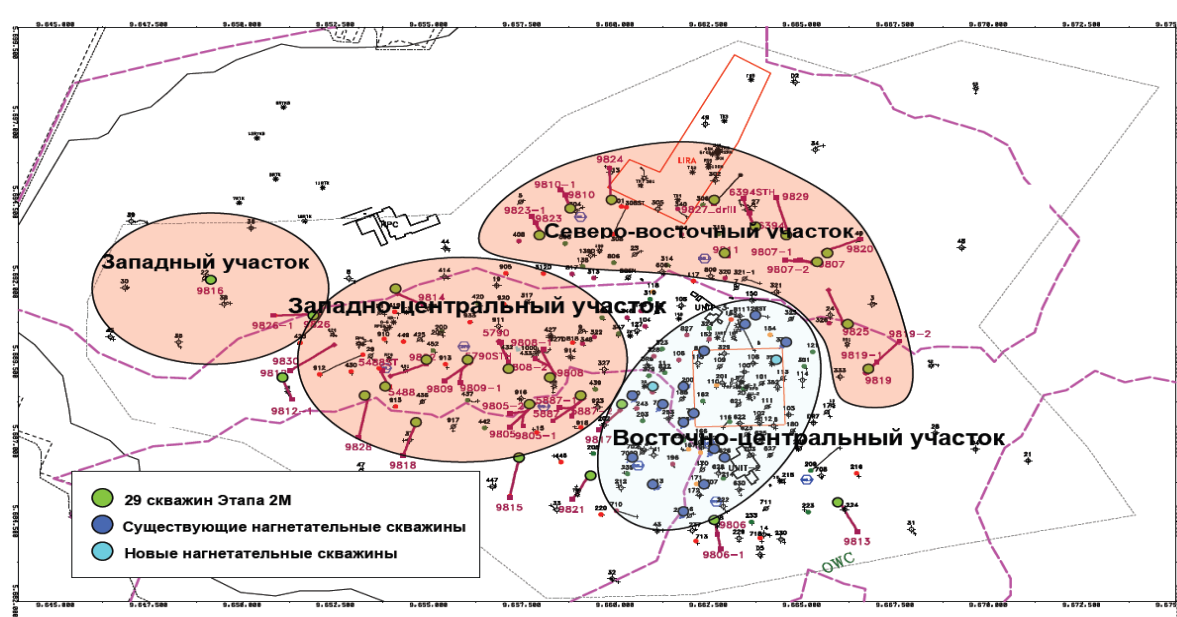


Рис. 4. Расширение системы закачки газа: исследуемые участки

Согласно разработанной геолого-динамической модели и по картам изобар по объектам разработки месторождения, текущее на 01.01.18 средневзвешенное пластовое давление по I-III объектам разработки составляет, соответственно: 41,9 МПа, 36,9 МПа и 40,9 МПа, что меньше давления начала конденсации в I, II объектах и давления насыщения в III объекте. В соответствии с утверждённым в 2000 г. Технологической схеме 1 вариантом, предусмотрен приоритет добычи жидких УВ и осуществление обратной закачки 40 % добываемого осушенного газа в верхнюю часть II объекта. Утверждённый ЦКРР и МИиНТ РК в Анализе разработки на 01.07.2017 г. 2 вариант разработки основывается на положениях

варианта 1 Тех.схемы и предусматривает расширение зоны закачки и увеличение максимального уровня годовой обратной закачки газа до 68,9 % от объема добычи газа [6].

Надежность работы компрессоров, наземных сооружений системы ППД и прочность ствола скважин соответствуют проектным требованиям. Показатели работы газонагнетательных скважин свидетельствуют о том, что на месторождении промышленно освоена, и более 14 лет успешно реализуется технология разработки нефтегазоконденсатной залежи с применением обратной закачки в пласт ежегодно до 49,5 % добываемого объема газа. Доля закачанного газа в общем объеме добычи газа со II объекта небольшая. На это указывают данные о характере динамики газового фактора добывающих скважин. Как показано выше, фактические показатели разработки соответствуют запроектированным, что в целом характеризует реализуемую систему разработки как эффективную. Основные технологические показатели по закачке газа, как основного метода повышения нефтеизвлечения, приведены в таблице 3.

Таблица 3. Месторождение Карачаганак. Основные технологические показатели по закачке газа [6]

Годы	Закачка газа, млн. м³	Доля от добываемого газа, %	Давление на устье, МПа	Средняя приёмист скважины, тыс. м³/сут	Коэффициент эксплуатации, д.ед.	Количество действующих скважин
1	2	3	4	5	6	7
2004	2170,0	23,8	33,8-42,0	1038,4	0,44	14
2005	3800,5	33,0	24,9-45,9	1174,4	0,63	14
2006	4103,8	34,4	32,1-40,8	1113,9	0,73	15
2007	6016,4	42,3	31,8-41,8	1302,6	0,84	15
2008	6372,3	42,5	28,4-41,8	1339,0	0,87	15
2009	6589,2	42,3	33,2-41,8	1302,1	0,92	15
2010	6437,3	42,9	32,8-42,0	1357,2	0,89	15
2011	8129,0	48,2	32,1-42,0	1566,7	0,95	15
2012	8666,5	49,5	33,3-42,2	1586,2	0,96	16
2013	8570,1	48,9	18,6-42,5	1548,0	0,90	17
2014	8817,9	48,3	24,3-41,9	1464,4	0,97	17
2015	8652,3	47,5	29,0-42,1	1440,3	0,97	17
2016	8039,7	45,2	29,4-41,5	1442,7	0,90	17
2017	9289,5	49,1	33,0-42,1	1536,7	1,0	17
Всего:			95839,4*			
Примечание * - с учётом пробных закачек в 2003 г.						

С начала закачки газа в 2003-2004 гг. только в единичных скважинах (в 8 из 69) наблюдается резкое увеличение ГФ, что можно характеризовать, как прорыв закачиваемого газа. По данным гидродинамической модели, на 01.01.2018 г. объем добытого газа закачки составляет 12 % от накопленного объема закачанного газа, что свидетельствует о высокой эффективности вытеснения (замещения) пластового флюида газом закачки, т.е. на высокий коэффициент охвата залежи процессом вытеснения агентом (газом) – 88 %.

Кислотные обработки и кислотные ГРП, проводимые на месторождении для улучшения состояния призабойных зон в скважинах после бурения и повышения продуктивности действующих скважин дают положительный эффект. На месторождении Карачаганак в добывающих скважинах проводятся интенсивные кислотные обработки, кислотные промывки и кислотный гидроразрыв пласта. В 2017 году в 11 скважинах, включая 7 новых скважин с многоступенчатым заканчиванием, были выполнены все виды кислотных обработок. На скважине 9817 впервые на Карачаганакском месторождении была применена новая технология стимуляции «StimTunnel» комбинированного действия: струйной обработки высокого давления и растворения породы путем закачивания кислоты [7].

Для оценки эффективности мероприятий используются сведения об изменении ФЭС коллектора и значения скин-фактора, изменении дебита скважин и коэффициента продуктивности по результатам гидродинамических исследований скважин.

Результаты исследований показали эффективность применения методов интенсификации на КНГКМ и в дальнейшем, для улучшения состояния призабойных зон в скважинах после бурения и повышения продуктивности действующих скважин, рекомендуется продолжать выполнение кислотных промывок на гибких трубах и кислотных ГРП. Давление нагнетания определяется, исходя из величины проектируемого давления на выкиде компрессорной станции, которое составляет 55 МПа. Максимально допустимое забойное давление нагнетательной скважины ограничивается давлением гидроразрыва пласта, которое оценивается в 65,0 МПа. Забойное давление скважины рассчитывается по заданному давлению на устье и приемистости скважины, которое складывается из устьевого давления и давления столба газа за вычетом потерь давления на трение [7].

В настоящее время в работе находится 19 нагнетательных скважин. Нагнетательные скважины расположены в центральной части месторождения, которая является частью более обширной зоны с пониженным пластовым давлением. Подготовка газа и его нагнетание в пласт производится на УКПГ-2. Сухой газ с КПК смешивается с газом УКПГ-2 и закачивается с помощью трех компрессоров. Текущее местоположение компрессоров не дает возможности оптимизировать схемы закачки из-за потерь давления при увеличении протяженности линии нагнетания. Для снижения влияния вредных факторов основным требованием к закачиваемому газу является необходимость проведения тщательной подготовки газа для закачки в пласт. Закачка газа не должна ухудшать коллекторские свойства пласта, в том числе из-за отложений парафина, смол и асфальтенов. Обеспечение

требуемого качества газа закачки необходимо осуществлять доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами [7].

Литература

1. Кононов Ю.С. Особенности прогноза и поисков нефти и газа в Прикаспии // Недра Поволжья и Прикаспия. - 2008. - Вып.56.
2. Отчет об устойчивом развитии на Карачаганаке 2020.- Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.Аксай – 2020.
3. Ахметжан С.З., Купешова А.С. «Новые технологии в проведении многостадийного гидравлического разрыва пласта на Чинаревском месторождений», – Дубна: том 17 № 4 (53), 2021, ст. 5 <http://rypravlenie.ru/>
4. Аннотация к проекту разработки нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак, Актау, 2018.
5. Технологическая схема разработки месторождений Карачаганак. «КазНИПИнефти и газ» «Карачаганакская интеграционная организация», Лондон - 2000.
6. Апакаев Ж.А. Авторский надзор за разработкой месторождения Карачаганак по состоянию на 1 января 2019года. - Аксай/Актау: НИПИнефтегаз, 2019.
7. Ахметжан С.З., Купешова А.С. Обеспечение промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды на месторождениях – Дубна: Устойчивое инновационное развитие: проектирование и управление, 2021, С 7