

УДК 553.982.234

<https://orcid.org/0000-0002-1680-4682>

<https://orcid.org/0000-0003-2028-9262>

<https://orcid.org/0009-0008-8780-7160>

<https://orcid.org/0000-0002-1885-0367>

<https://orcid.org/0000-0001-8539-1802>

КЕҢҚИЯҚ КЕН ОРНЫНЫҢ ТҰЗ ҮСТІ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУДІ ТАЛДАУ



Б.Г. АЛМАТОВА,
кандидат технических наук,
baian.73@mail.ru



Ж.У. ЖУБАНДИКОВА,
кандидат технических наук,
tima2001@inbox.ru



Ж.Ж. ШИЛЬМАГАМБЕТОВА,
кандидат технических наук,
Zhadra_69@mail.ru



А.Б. КАЛЖАНОВА,
магистр технических наук,
a7ok_86@mail.ru

Ж.С. САРҚҰЛОВА, PhD доктор, *zhadi_0691@mail.ru*

А.М. АЛИЕВА, кандидат технических наук, *Kzaizhamal@mail.ru*

ЖҰБАНОВ АТЫНДАҒЫ АҚТӨБЕ ӨҢІРЛІК УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 030000, Ақтөбе қаласы, Ө. Молдағұлова даңғылы, 34

Кеңқияқ кен орнының тұз үсті кен орындары тұтқырлығы жоғары мұнаймен сипатталады, табиғи режимде кен орындарын игеру кезінде тиімділігі төмен болды. Дамудың бастапқы кезеңінде төмен дебит, күрт құлдырау, өнімнің тез және жоғары сулануы байқалады.

Кеңқияқ кен орнының тұз үсті кен орындарының объектілерін игеру ұзақ уақыт кезеңімен жүзеге асырылады. Қазіргі уақытта III негізгі объект мұнай қорларының жоғары өндірілуімен және өндірілетін өнімнің сулану деңгейімен сипатталады. Объектілердің бір бөлігі қорлардың аз өндірілуімен сипатталады, игеру көрсеткіштеріне ілесіп өндірілетін судың жоғары мөлшері сүйемелденеді. Әдетте, суланудың негізгі көздері: қабат суы және конденсат (су) шығымы. Жоспарланған жобаға сәйкес Кеңқияқ кен орнының тұз үсті кен орындарын игеруді қамтамасыз ету үшін мұнай ұңғымаларынан сұйықтықтарды көтерудің ұтымды әдісін таңдау, Кеңқияқ кен орнындағы өнімді коллекторлардың геологиялық-физикалық сипаттамаларына, сондай-ақ игеру объектілерінің қабат сұйықтықтарының физика-химиялық қасиеттері мен энергетикалық жағдайына сәйкес қолайлы сағалық және ұңғыма жабдықтарын таңдау қажет.

Мұнай ұңғымалары үшін өндіру әдістері мен жабдықтарын таңдау процесінде қазіргі уақытта "СНПС-Ақтөбемұнайгаз" АҚ пайдаланатын кен орнындағы кәсіпшілік жабдықтарды, сондай-ақ осы жабдықты пайдаланудың нақты жағдайларын ескеру қажет. Кеңқияқ тұзүсті кен орнының кеніштерін игерудің ерекшелігі жоғары тұтқырлықпен сипатталатын өндірілетін өнімнің қасиеттері болып табылады. Бастапқы геологиялық қорлардың негізгі қорлары I, II, III объектілерге шоғырланған. НГЗ бойынша жиынтық көрсеткіш 95 985 мың тоннаны құрайды (ТИЗ – алу қиын қорлар), бұл жалпы кен орнының барлық қорларының 91% - на тең. Қабат жағдайындағы тұтқырлық 148-164 МПа*с аралығында өзгереді.

ТҮЙІНДІ СӨЗДЕР: мұнай, кен орны, тұз үсті кен орындары, қабат суы, энергетикалық жағдайы, физика-химиялық қасиеттері.

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НАДСОЛЕВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНКИАК

Б.Г. АЛМАТОВА, кандидат технических наук, baian.73@mail.ru

Ж. УЖУБАНДЫКОВА, кандидат технических наук, tima2001@inbox.ru

Ж. Ж.ШИЛЬМАГАМБЕТОВА, кандидат технических наук, Zhadra_69@mail.ru

А. Б.КАЛЖАНОВА, магистр технических наук, a7ok_86@mail.ru

Ж.С.САРҚҰЛОВА, PhD доктор, zhadi_0691@mail.ru

А.М. АЛИЕВА, кандидат технических наук, Kzaizhamal@mail.ru

АКТЮБИНСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. К. ЖУБАНОВА,
Республика Казахстан, 030000, г. Ақтобе, ул. А.Молдагуловой, 34

Надсолевые залежи месторождения Кенкияк характеризуются высоковязкой нефтью, при разработке залежи на естественном режиме, наблюдалась низкая эффективность. На начальном этапе разработки, наблюдаются низкие дебиты, резкий спад, быстрая и высокая обводненность продукции.

Разработка объектов надсолевых залежей месторождения Кенкияк осуществляется длительный период времени. В настоящее время основной объект III характеризуется высокой выработкой запасов нефти и уровнем обводнения добываемой продукции. Часть объектов характеризуются незначительной выработанностью запасов, но показатели разработки сопровождаются высоким содержанием попутно-добываемой воды. Как правило, основными источниками обводнения являются: пластовая вода и выход конденсата (воды). Для того, чтобы обеспечить разработку надсолевых залежей месторождения Кенкияк в соответствии с запланированным проектом, необходимо выбрать рациональный метод подъема флюидов из нефтяных скважин, выбрать подходящее устьевое и скважинное

оборудование в соответствии с геолого-физическими характеристиками продуктивных коллекторов на месторождении Кенкияк, а также физико-химическими свойствами и энергетическим состоянием пластовых флюидов объектов разработки.

В процессе выбора методов добычи и оборудования для нефтяных скважин, необходимо учитывать промышленное оборудование на месторождении, которое в настоящее время используется АО «СНПС-Актобемунгаз», а также фактические условия эксплуатации этого оборудования. Особенностью разработки залежей месторождения Кенкияк надсолевой является свойства добываемой продукции, характеризующиеся высокой вязкостью. Основные запасы начальные геологических запасов сосредоточены на объектах I, II, III. Суммарный показатель по НГЗ составляет 95 985 тыс. тонн (ТИЗ – трудно извлекаемые запасы), что эквивалентно 91% от всех запасов месторождения в целом. Вязкость в пластовых условиях варьирует в пределах 148-164 мПа*с.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефть, месторождение, надсолевые залежи, пластовая вода, энергетическое состояние, физико-химические свойства.

ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF ABOVE-SALT DEPOSITS OF THE KENKIYAK DEPOSIT

B.G. ALMATOVA, Candidate of Technical Sciences, baian.73@mail.ru

ZH.U. ZHUBANDYKOVA, Candidate of Technical Sciences, tima2001@inbox.ru

ZH.ZH. SHILMAGAMBETOVA, Candidate of Technical Sciences, Zhadra_69@mail.ru

A.B. KALZHANOVA, Master of Technical Sciences, a7ok_86@mail.ru

ZH.S. SARKULOVA, PhD, zhadi_0691@mail.ru

A.M. ALIYEVA, Candidate of Technical Sciences, Kzaizhamal@mail.ru

AKTOBE REGIONAL UNIVERSITY NAMED AFTER K.ZHUBANOV,
A. Moldagulova str. 32, Aktobe, 030000, Republic of Kazakhstan

The above-salt deposits of the Kenkiyak field are characterized by high-viscosity oil, low efficiency was observed during the development of the deposit in the natural regime. At the initial stage of development, there are low production rates, a sharp decline, rapid and high water content of products.

The development of objects of the above-salt deposits of the Kenkiyak deposit is carried out for a long period of time. Currently, the main facility III is characterized by a high production of oil reserves and the level of flooding of the extracted products. Some of the facilities are characterized by insignificant depletion of reserves, the development indicators are accompanied by a high content of associated extracted water. As a rule, the main sources of flooding are: reservoir water and condensate (water) output. In order to ensure the development of the above-salt deposits of the Kenkiyak field in accordance with the planned project, it is necessary to choose a rational method for lifting fluids from oil wells, choose suitable wellhead and borehole equipment in accordance with the geological and physical characteristics of productive reservoirs at the Kenkiyak field, as well as the physicochemical properties and energy state of reservoir fluids of development facilities.

*In the process of selecting production methods and equipment for oil wells, it is necessary to take into account the field equipment at the field, which is currently used by JSC "SNPS-Aktobemunaigas", as well as the actual operating conditions of this equipment. A feature of the development of deposits of the Kenkiyak nadsol deposit is the properties of the extracted products, characterized by high viscosity. The main reserves of the initial geological reserves are concentrated on objects I, II, III. The total figure for NGZ is 95,985 thousand tons (TIZ – hard-to-recover reserves), which is equivalent to 91% of the total reserves of the field as a whole. The viscosity in reservoir conditions varies between 148-164 MPa*s.*

KEYWORDS: oil, field, above-salt deposits, reservoir water, energy state, physico-chemical properties.

Месторождение Кенкияк открыто в 1959 году, при опробовании скважин К-17 из среднеюрских отложений и К-34 из нижнетриасовых отложений основной площади получены промышленные притоки нефти. В 1962г. из скважин Г-47, Г-48 и Г-63 получены промышленные притоки легкой нефти, что свидетельствовало об открытии пермских нефтяных залежей на южном склоне, называемый в дальнейшем участком крутой склон. Недропользователем месторождения является АО «СНПС-Актюбемунайгаз», осуществляющее свою деятельность на основании Контракта №76 от 26 сентября 1997г. заключенного на основании лицензии Серия МГ № 252 (нефть) на право пользования недрами в Республике Казахстан, между Государственным Комитетом Республики Казахстан по инвестициям и Акционерным обществом «Актюбемунайгаз» и Китайской Национальной корпорацией по нефтегазовой разведке и разработке, на проведение операций по углеводородам.

В 2019 г. составлен отчет «Анализ разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк», утвержден письмом Комитета геологии и недропользования (Письмо № 12-03- 1073/И от 12.03.2019г.); В 2019г. «Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного газа по Барремскому и Ю2-I продуктивным горизонтам Основной площади надсолевых залежей месторождения Кенкияк», утвержденный ГКЗ РК (Протокол № 2035-19-У от 19.03.2019г.). В 2019г. составлен проект «Проект разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк», рассмотрен на заседании ЦКРР РК (Протокол № 13/8 от 12-13.09.2019г.). В 2020г. был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией Проекта разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк», отчет согласован АО «СНПСАктюбемунайгаз» и принят к сведению в МЭ РК.

Целью настоящей работы «Авторский надзор за реализацией проектного документа по разработке надсолевых залежей месторождения Кенкияк» по состоянию на 01.01.2021г. является контроль выполнения проектных решений, принятых в проектном документе, отражение новых геолого-гидродинамических данных, анализ текущего состояния разработки месторождения, выявление причин отклонений фактических показателей от проектных, выдача рекомендаций по выполнению проектных решений по разработке мероприятий, обеспечивающих планируемые уровни добычи нефти.

Анализ результатов интерпретации геофизических исследований с целью оценки нефтенасыщенности, толщин, коллекторских свойств пластов-коллекторов Промыслово-геофизические исследования в новых скважинах месторождения Кенкияк надсолевой были выполнены сервисной компанией «CNLC».

Выполненный комплекс геофизических исследований в скважинах проводился как в открытом, так и в закрытом стволе скважин. По данным материалов ГИС проведена количественная и качественная интерпретация, в результате которой выполнено литологическое расчленение разреза, выделены пласты-коллекторы, определены емкостные свойства пород, тип насыщающего флюида.

Проводимые геофизические исследования соответствуют методическим рекомендациям, кривые ГИС хорошего качества, и позволяют получить качественные и количественные характеристики пластов-коллекторов.

В локальном плане месторождение приурочено к одноименному соляному куполу, расположенному в восточной прибортовой части Прикаспийской впадины.

В комплексе надсолевых отложений выделяются два структурных этажа – нижний и верхний, отличающихся друг от друга условиями залегания, интенсивностью тектонических движений, наличием углового и стратиграфического несогласия на контакте между ними.

Нижний структурный этаж охватывает верхнепермско-триасовый возраст осадков, имеет сложное строение, крутые углы падения пород, характеризуется резко выраженными угловыми несогласиями и увеличением толщин от свода по падению, развитием погребенных разрывных нарушений. В сводовой части поднятия по данным пробуренных скважин Р-12, Г-12, Г-20, Г-26, Г-30, Г-33 отмечается выход соли, полностью размыты нижнетриасовые отложения и конгломератовый горизонт верхней перми. [1]

Верхний структурный этаж - юрские и меловые осадки, отличается более спокойным залеганием, слабым проявлением соляной тектоники.

По данным материалов ГИС проведена количественная и качественная интерпретация, в результате которой выполнено литологическое расчленение разреза, выделены пласты-коллекторы, определены емкостные свойства пород, тип насыщающего флюида.

Горизонт разделен на 8 блоков, где выделены нефтяные залежи со своими флюидальными контактами. Уровни водонефтяных контактов приняты по совокупности материалов (исследования ГИС, данные о работе скважин, опробование) на дату ввода месторождения в промышленную эксплуатацию.

Коллекторские свойства, определенные разными методами, отличаются по своим значениям. Средние значения пористости по керну, в основном, выше значений по ГИС. Данные по ГИС позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше, чем по керну. Также среднее значение проницаемости по объектам, определенное по керну в несколько раз больше значения, определенного по гидродинамическим исследованиям. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

По результатам анализа данных можно установить, что полученные параметры поверхностной нефти по новым пробам, в общем и целом, вписываются в диапазон изменения, принятому по ранее отобранным пробам. [2]

Изучение состава и свойств нефти проводились в лабораториях АО НИИ "Каспиймунайгаз", ТОО "КазНИГРИ". В процессе анализа нефти в поверхностных условиях были определены основные ее параметры, такие, как плотность, кинематическая вязкость, температура застывания и вспышки, фракционные и углеводородные составы, содержание серы, парафина, асфальтено-смолистых веществ и другие. Средние значения и диапазон изменения физико-химических свойства нефти в поверхностных условиях по всем пробам представлены на *рисунке 1*:

Сравнение геолого-геофизических данных по скважинам за отчётный период с данными проектного документа свидетельствует о том, что показатели остались на

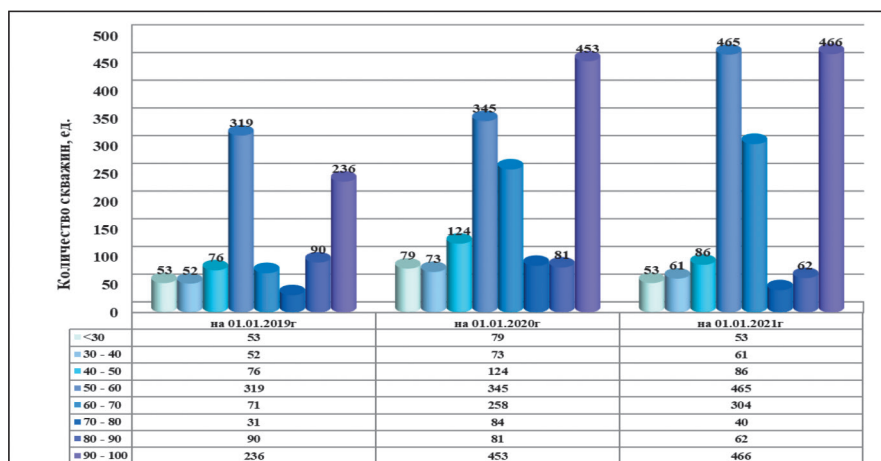


Рисунок 1 - Распределение скважин, дающих продукцию, по уровню обводнения за период с 01.01.2019 по 01.01.2021г по объектам в пределах основного поля

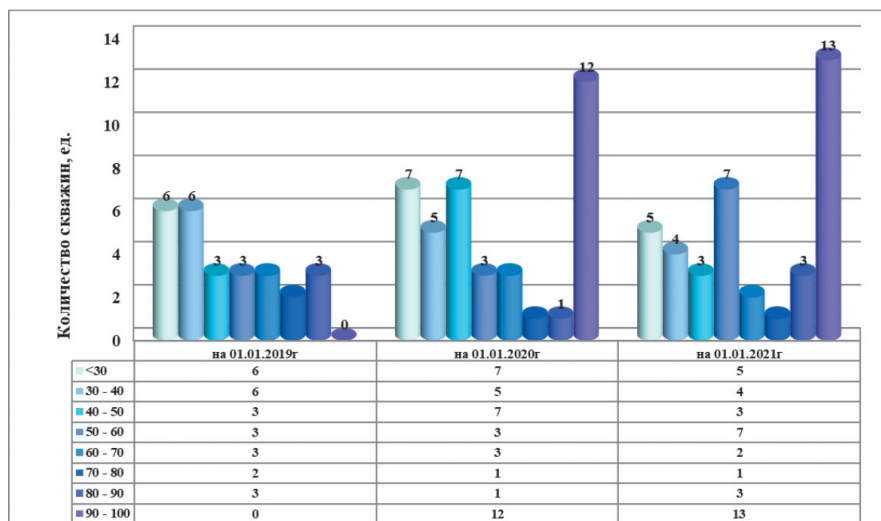


Рисунок 2 - Распределение скважин, дающих продукцию, по уровню обводнения за период с 01.01.2019 по 01.01.2021г по крутому склону

прежнем уровне. Наблюдаемое сохранение статистики связано с высокой степенью разбуренности месторождения.

Основы для проектирования разработки с привлечением данных опробования и интерпретации материалов ГИС, в разрезе структуры Кенкиак в надсолевом комплексе основной площади выявлены 8 нефтяных горизонтов: в нижнем мелу – 2 нефтяных горизонта (барремский, готеривский); в средней юре – 3 нефтяных горизонта (I, II, III-среднеюрские); в нижнем триасе – 2 нефтяных горизонта (I, II-нижнетриасовые); в верхней перми – 1 нефтяной горизонт, на участке Крутого склона выделены: нижнетриасовые «конгломерат» и III-XI верхнепермские горизонты. Коллекторами нефти являются терригенные песчано-алевритовые породы.

Залежи нефти всех продуктивных горизонтов относятся к типу пластовых, сводовых, тектонически и литологически экранированных.

Разработка надсолевого комплекса месторождения Кенкияк осуществляется в соответствии с «Уточненным проектом разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк» рассмотренный на ЦКР РК (Протокол ЦКР №31 от 25 декабря 2012 г.) и утвержденный КГиН МИиНТ РК (письмо 17-04-253-И от 14.02.2013 г.). Согласно проекту разработки, продуктивные залежи месторождения по горно-геологическим условиям залегания разделены на Основную площадь и участок Крутой склон в результате чего на месторождении выделено шесть эксплуатационных объектов.

I объект разработки – барремский и готеривский горизонты;

II объект разработки – I среднеюрский горизонт Ю2-I;

III объект разработки – среднеюрские отложения с горизонтами Ю2-II и Ю2-III;

IV объект разработки – триасовые горизонты Т1-I и Т1-II;

V объект разработки – верхнепермский горизонт Р2;

VI объект разработки – нижнетриасовые «конгломерат» и III-XI верхнепермские горизонты крутого склона. [3]

Разработка объектов надсолевых залежей месторождения Кенкияк осуществляется длительный период времени. В настоящее время основной объект III характеризуется высокой выработкой запасов нефти и уровнем обводнения добываемой продукции. Часть объектов характеризуются незначительной выработанностью запасов, но показатели разработки сопровождаются высоким содержанием попутно-добываемой воды. Как правило, основными источниками обводнения являются: пластовая вода и выход конденсата (воды) после ПТОС. В *таблицах 1 и 2* представлено распределение действующего добывающего фонда, дающего продукцию, по обводненности, дебитам нефти и накопленным отборам нефти. [3-4]

В соответствии с требованиями разработки и регулирования надсолевых залежей месторождения Кенкияк, с учетом различий в геологических характеристиках и методах добычи в различных блоках разных пластов, с целью оптимизации способа разработки различных блоков разных пластов, построено 4 гидродинамических моделей для Барремского яруса, горизонта Ю-I, Ю-II-III и залежей крутого склона (*таблица 1*).

Модель 1: модель залежи Барремского яруса (*рисунок 3*), плоская сетка $725 \times 445 = 322625$ (шт.), в продольном направлении разделено на 36 слоев, размер шага сетки $10 \text{ м} \times 10 \text{ м} \times 0,3 \text{ м}$, средняя эффективная толщина нефтенасыщенной пласта $10,7 \text{ м}$, модель CMG по термической добыче используется для определения распределения остаточной нефти и прогнозирования показателей разработки.

Таблица 1 - Модели пластов

Номер модели	Горизонт	Фонд эксплуатационных скважин (скв.)			Кол-во ячеек (шт)				Шаг (м)		Тип модели
		Кол-во нефтедобывающих	Кол-во паронагнетательных	Кол-во водонагнетательных	X	Y	Z	общее кол-во	X	Y	
Модель 1	K1br	86			725	445	36	1164 4500	10	10	Модель компонентного состава при вытеснении нефти термическим методом с CMG
Модель 2	Ю-I	70		1	362	223	93	7507 518	10	10	Модель разработки термическим методом с tNavigator
Модель 3	Ю-II+III	1518	51	90	738	464	6	2054 592	10	10	Модель разработки термическим методом с tNavigator
Модель 4	Крутой склон Т+Р	35			328	77	256	6465 536	20	20	t-Navigator blackoil

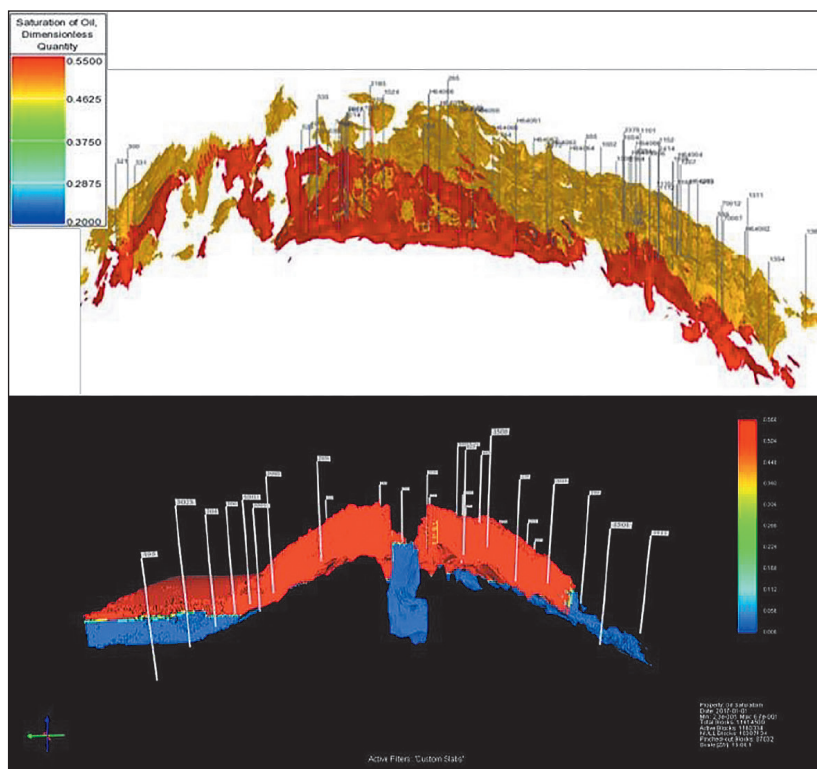


Рисунок 3 – Модель залежи Барремского яруса (начальная нефтенасыщенность) Модель 2:

Модель залежи горизонта Ю-I (рисунк 4), плоская сетка $362 \times 223 = 80726$ (шт.), в продольном направлении разделено на 93 слоя, размер шага сетки $20 \text{ м} \times 20 \text{ м} \times 0,30 \text{ м}$, используя t-Navigator модель по термической добыче, в основном корректирует геологическую модель путем подгонки истории добычи, определяет распределение оставшейся нефти и прогнозирует показатели разработки.

Рисунок 4 – Модель залежи горизонта Ю-I (начальная нефтенасыщенность)
Модель 3: модель залежей горизонта Ю-II + III (рисунк 3.3.2.3), плоская сетка $738 \times 464 = 342432$ (шт.), в продольном направлении разделено на 6 слоев, размер шага сетки $10 \text{ м} \times 10 \text{ м}$, используя t-Navigator модель по термической добыче, в основном определяет распределение оставшейся нефти и прогнозирует показатели разработки.

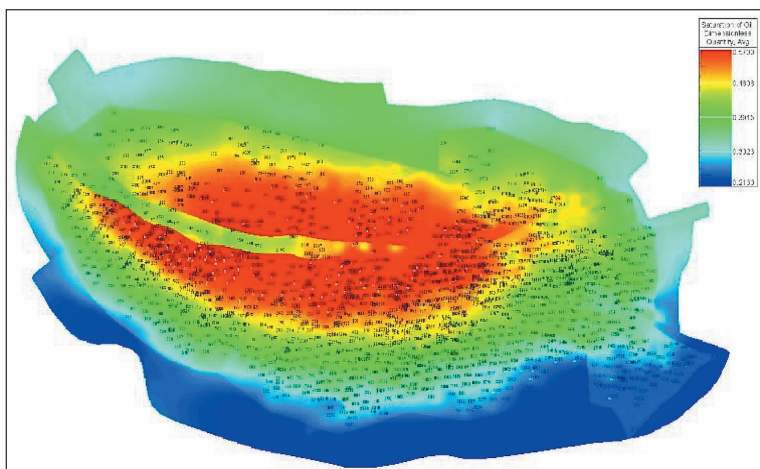
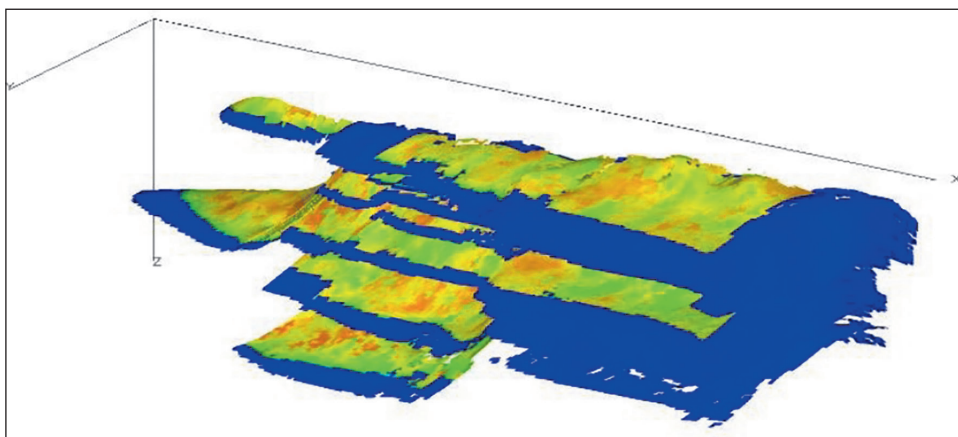


Рисунок 4 – Модель залежи горизонта Ю-II + III (начальная нефтенасыщенность)

Модель 4: модель залежей крутого склона (рисунк 5), плоская сетка $328 \times 77 = 25256$ (шт.), в продольном направлении разделено на 256 слоев, размер шага сетки $20 \text{ м} \times 20 \text{ м}$, используя модель t-Navigator по blackoil, в основном определяет распределение оставшейся нефти и прогнозирует показатели разработки.



По результатам выполненных работ, объем геологических и извлекаемых запасов месторождения увеличился, в целом по месторождению запасы по категориям, числящиеся на гос. балансе составляют:

Таблица 2 – Баланс месторождения

Нефть, тыс.т			Растворенный газ, млн.м ³	
Запасы	начальные		начальные	
Категория	геолог.	извлек.	геолог.	извлек.
B+C1	101322.9	26160.7	652.9	237.7
C2	3087.9	394.0	104.1	18.7

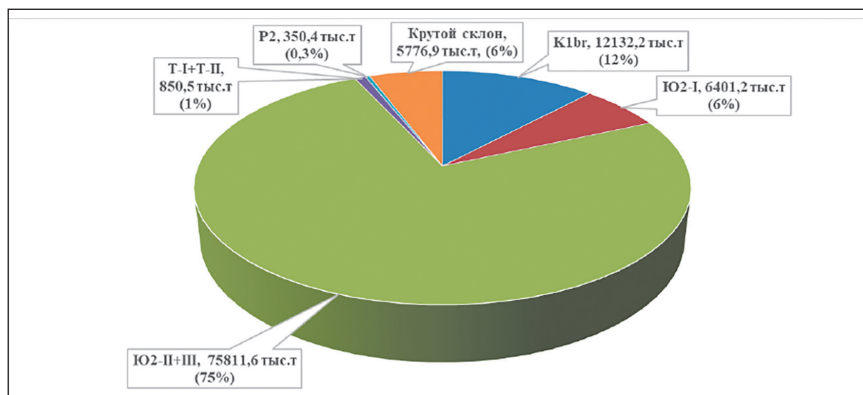


Рисунок 5 - Пропорциональная карта распределения геологических запасов объектов разработки надсолевых залежей на м/р Кенкияк

На участке Основная площадь в меловых и юрских отложениях с отбором керн пробурено 85 скважин. Всего по разрезу, включая его части между горизонтами, было отобрано и проанализировано 2699 образцов. Из них в пределах продуктивной толщи по 49 скважинам изучено 1489 образцов. Количество кондиционных образцов – 1035. Боковой керн отобран и изучен в 35 скважинах в количестве 995 образцов.

Общая проходка составляет 19580,9 м, линейный вынос 6864,7 м или 35,06% от проходки. В пределах продуктивной толщи проходка составляет 10921,6 м, вынос керн – 3934,96 м, что составляет 38,2%.

На участке Крутой склон керн отобран в 43-х скважинах. Общая проходка по участку месторождения составляет 5481,4 м, линейный вынос 1880,64 м или 34,3% от проходки. Было проанализировано 676 образцов керн 24 скважин. Из них в пределах продуктивной толщи по 18 скважинам изучено 572 образца. Количество кондиционных образцов – 288, из которых только 11 образцов приходится на конгломератовый горизонт. [2]

В отчете по ПЗ_2012 г. получены и утверждены в ГЗК граничные значения проницаемости, пористости, глинистости, коэффициент цементации «т», коэффициент насыщения «п», которые в данной работе использовались для количественной интерпретации ГИС. По данным специальных исследований получены значения остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти, относительной проницаемости, смачиваемости и др.

В пределах Основной площади и Крутого склона по данным керна определены граничные значения пористости и проницаемости. Критические значения K_p , K_{pr} приняты по ПЗ_2012 г.

Анализ результатов интерпретации геофизических исследований с целью оценки нефтенасыщенности, толщин, коллекторских свойств пластов-коллекторов.

Промыслово-геофизические исследования в новых скважинах месторождения Кенкияк надсолевой были выполнены сервисной компанией «CNLC». Выполненный комплекс геофизических исследований в скважинах проводился как в открытом, так и в закрытом стволе скважин.

Коллекторские свойства, определенные разными методами, отличаются по своим значениям. Средние значения пористости по керну, в основном, выше значений по ГИС. Данные по ГИС позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше, чем по керну. Также среднее значение проницаемости по объектам, определенное по керну в несколько раз больше значения, определенного по гидродинамическим исследованиям. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

На месторождении пробурена 81 новая скважина, в которых проведен следующий комплекс ГИС: ПС, КВ, БК (большие и малые зонды), ИК, ВИКИЗ, МБК, ГК, АК, ГГКп, НК и фотоэлектрический каротаж, инклинометрия.

В обсаженных частях ствола скважины (в колонне): для оценки определения качества цементирования колонн проводился АКЦ, для привязки данных в модуль входили ГК и ЛМ.

В результате в закрытом стволе 12 скважин проведено 14 исследований, направленных на исследования профиля притока (№ 2399, 61041, 61054, 62071, 64017, 64031, 68362 (дважды), 64100, 68425, 68588 (дважды), 68626, Т-2370); в 11 скважинах проведено 13 исследований по определению профиля поглощения воды (№ 785, 830, 1112, 2025, 2199, 2208, 2209, KW-1, KW-2, KW-3 (дважды), KW-5 (дважды)), в 22 скважинах проведено 23 исследования на определение профиля поглощения при паротепловом воздействии на пласт (№61024, 61026 (дважды), 61028, 61040, 61051, 61062, 61082, 62056, 62082, 64030, 64036, 64046, 64107, 68333, 68334, 68378, 68379, 68588, 68629, Т-766, Т-768, Т-824). Исследования по профилю притока и профилю приемистости проводились прибором PLT и включали запись методов ГК, ЛМ, резистивиметрии, термометрии, манометрии, влагометрии, расходометрии, запись термоиндикатором притока (СТИ).

Интерпретация геофизических исследований проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics”.

Определение объемной глинистости проводилось по методу гамма-каротажа, по двойному разностному параметру. Пористость в скважинах определялась по методам W, ГГКп. В основу определения коэффициента нефтегазонасыщенности положена зависимость Арчи, использованное в подсчете запасов 2012г., и апробированное в ГКЗ.

Выделение эффективных толщин проводилось с учетом граничного значения Кп, примененного для выделения коллекторов и утвержденного при подсчете запасов 2012 г.:

- 20,5% – для меловых отложений;
- 18% – для юрских отложений;
- 17% – для триасовых и верхнепермских горизонтов;

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

В целом, основная площадь охарактеризована исследованиями 218 поверхностных проб нефти из 180 скважин. Охарактеризованность продуктивных горизонтов пробами представляется в следующем порядке: 25 проб – Барремский горизонт, в том числе, новые пробы скважин 215, 64096, 64101, 64105, 68517, 68522, 68538, 68540; 4 пробы – Готеривский горизонт; 14 проб – Ю2-I горизонт; 161 проба – Ю2-II и Ю2-III горизонты (в том числе четыре новые пробы скважин 734, 824, 2183, 2272 горизонта Ю2-II); 5 проб – Т1-I горизонт; 3 пробы – Т1-II горизонт; 6 проб – Р2 горизонт.

Изучение состава и свойств нефти проводились в лабораториях АО НИИ "Каспиймунайгаз", ТОО "КазНИГРИ". В процессе анализа нефти в поверхностных условиях были определены основные ее параметры, такие, как плотность, кинематическая вязкость, температура застывания и вспышки, фракционные и углеводородные составы, содержание серы, парафина, асфальтено-смолистых веществ и другие. Средние значения и диапазон изменения физико-химических свойства нефти в поверхностных условиях по всем пробам представлены в *таблице 3*:

Таблица 3 – Физическо-химические свойства нефти

Наименование		АН-2021				ПР-2018/АН-2020/АН-2021			
		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв.	проб			скв.	проб		
		Готеривский горизонт (Клг)							
Плотность при 20 °С, кг/м³		23	24	907,4-956	939,1	4	4	904,7-910,0	907
Вязкость при 20 °С, мПа·с		16	16	147,9-857,7	660,1	2	2	143-150	146
Температура застывания, °С		17	17	(-54)-(-14)	-9	2	2	(-42)-(-47)	45
Температура насыщения парафином, °С									
Массовое содержание, %	Серы	25	25	0,6-1,06	0,83	4	4	0,5-0,8	0,62
	Смол сернокислотных	17	17	14,6-28	18,2	3	3	18-21,4	19,7
	Асфальтенов	14	14	0,02-0,34	0,15	1	1		0,26
	Парафинов	16	16	0,13-3,66	2	2	2	0,16-0,3	0,23
Объемный выход фракций, %	Нач. кипения, °С	17	17	128-262	219	3	3	68-125	103
	до 200 °С	5	5	2-7,5		3	3	4,5-9	6
	до 250 °С	9	9	1,0-16,5	6,4	2	2	12	12
	до 300 °С	17	17	12,0-30,0	19,5	3	3	24-25,6	25

Класс нефти. По средним значениям содержания серы нефти нижнемеловых и среднеюрских горизонтов относятся к классу 2 (сернистые нефти содержанием серы $> 0,6$ масс. %). Вместе с тем в ряде образцов замерены содержания серы на уровне $0,4 - 0,5$ масс. %.

Тип нефти. По плотности нефти классифицируются как тип 4 - битуминозные (плотность более 895 кг/м^3). В нижнетриасовых горизонтах плотность нефти несколько снижается ($862-899 \text{ кг/м}^3$), и нефти переходят в тип 3 – тяжелые.

Группа нефти. По содержанию хлористых солей нефти горизонтов Готерив и Ю2- II относятся к третьей группе. Вместе с тем содержание воды и механических примесей по средним значениям превышает норму. В связи с этим нефти данных горизонтов не классифицируются по группам. В отличие от этой нефти горизонта Ю2-III являются чистыми и относятся к третьей группе.

В целом по КР СТ 1347-2005 (ГОСТ Р 51858-2002, МОД) удовлетворяющие стандарту надсолевые нефти месторождения Кенкияк (Основное поле), обозначаются: 2.4., а для горизонта Ю2-III - 2.4.1.

Парафины в нефтях горизонтов Готерив и Ю2-II содержатся в небольших количествах ($0,23-0,82$ масс. %), а в нефти нижнетриасовых горизонтов возрастают до 20 масс. %.

Согласно «Классификации запасов месторождений нефти и природного углеводородного газа» ГКЗ, Алматы, 1997г, вышеуказанные нефти относятся к малопарафиновым, смолистым нефтям. Почти все нефти низкозастывающие, с невысоким содержанием светлых фракций. Выход фракций, выкипающих до 300°C для нефти меловых и юрских отложений, составляет $16-25\%$ об, в т.ч. до 200°C выход дистиллятов составляет $3-6\%$ об.

Разработка объектов надсолевых залежей месторождения Кенкияк осуществляется длительный период времени. В настоящее время основной объект III характеризуется высокой выработкой запасов нефти и уровнем обводнения добываемой продукции. Часть объектов характеризуются незначительной выработанностью запасов, но показатели разработки сопровождаются высоким содержанием попутно-добываемой воды. Как правило, основными источниками обводнения являются: пластовая вода и выход конденсата (воды) после ПТОС.

Гидродинамические исследования методом КВД, КВУ, МУО не проводились. На месторождении было проведено 23 исследования по определению поглощения паров с высокой температурой.

На месторождении, в соответствии с программой мероприятий по контролю за энергетическим состоянием разрабатываемых объектов, регулярно проводятся измерения пластовых и забойных давлений. В 2020г. было выполнено 43 замеров пластового давления, из которых 39 замеров приходится на основную площадь и 4 замера на участок Крутой склон. По основному объекту III текущее пластовое давление оценивается на уровне $1,73 \text{ МПа}$, при начальном $3,01 \text{ МПа}$ ($R_{\text{нас}} 0,4-0,77 \text{ МПа}$), среднее значение забойного давления составляет $0,93 \text{ МПа}$. По объекту II пластовое давление в 2020 г. не измерялось, забойное давление составило $0,46 \text{ МПа}$. По объекту VI в 2020 г. значение пластового давления составило $3,0 \text{ МПа}$, забойное давление – $2,6 \text{ МПа}$. Измерения пластового давления производятся в без-

действующих, простаивающих, наблюдательных и эксплуатационных скважинах. Полученные средние значения пластового и забойного давлений, в особенности по объектам где замеры были выполнены в незначительном объеме рекомендуется рассматривать как оценочные значения, так как при блочном строении и больших размерах залежей, данные значения не отражают их реальное энергетическое состояние. Для контроля средневзвешенного пластового давления используются ГД модели, где пластовое давление рассчитывается на основе уравнения материального баланса и закона Дарси.

Анализ, проведенного экологического мониторинга на качество атмосферного воздуха, на границе СЗЗ показал, за 1 квартал 2021 год концентрации ЗВ находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК_{м.р.}), установленных для населенных мест.

12% – для верхнепермских горизонтов Крутого склона;

10% - для триасовых горизонтов Крутого склона. Граничные значения объемной глинистости:

28% - для меловых отложений;

32% - для юрских;

35% - для триасовых и верхнепермских;

для крутого склона: нижнетриасовый конгломератовый горизонт и верхнепермские – 35%.

Выводы и рекомендации: В целях определения характера поведения пород-коллекторов и уточнения характеристики пласта и степени его прерывистости были проанализированы статистические показатели: результаты обобщенных значений общих, нефтенасыщенных и водонасыщенных толщин, неоднородности нефтяных пластов.

Проводимые геофизические исследования соответствуют методическим рекомендациям, кривые ГИС хорошего качества, и позволяют получить качественные и количественные характеристики пластов-коллекторов.

Коллекторские свойства, определенные разными методами, отличаются по своим значениям. Средние значения пористости по керну, в основном, выше значений по ГИС. Данные по ГИС позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше, чем по керну. Также среднее значение проницаемости по объектам, определенное по керну в несколько раз больше значения, определенного по гидродинамическим исследованиям. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

В рамках данной работы обновлены четыре модели (модель Баррема, модель Ю2-I, модель Ю2-II+III, модель Крутого склона,) выполнены согласно требованиям составления гидродинамической модели, апскейлинг был выполнен без потери геологических свойств по горизонтам. Адаптация выполнена в целом без использования локальных модификаторов и множителей. Авторы считают, что модели являются

дееспособным к долгосрочному прогнозу технологических показателей разработки и расстановки новых проектных скважин по результатам оценки зон остаточных запасов углеводорода, выбору участков под закачку пара и оценки эффективности. 

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Алматова Б.Г., Калжанова А.Б. Вариант повышения эффективности заводнения продуктивных пластов нефтегазоконденсатных месторождений, Наука и жизнь казахстана, №12 (146) 2020, УДК 553.984 [Almatova B.G., Kalzhanova A.B. Variant povysheniya effektivnosti produktivnyh plastov neftegazokondensatnyh mestorozhdeniy, Nauka i zhizn Kazakhstana. №12 (146) 2020, УДК 553.984]
- 2 Б.Г. Алматова, Г.М. Жексенбаева Тұзасты кен орындарындағы мұнай-газ ұңғымаларынан мерзімінен бұрын газ және су айдалу технологиясы, Наука и жизнь казахстана, №12 (146) 2020, УДК 553.984, <https://www.naukaizhizn.kz/index.php/journal/article/view/107/107>[Almatova B.G., Kalzhanova A.B. Tuzasty ken oryndaryndagy munai gas ungimalarynan merziminen burin gaz zhane su aidaku tehnologiasy, Nauka i zhizn Kazakhstana, №12 (146) 2020, УДК 553.984, <https://www.naukaizhizn.kz/index.php/journal/article/view/107/107>]
- 3 Almatova B.G., Aldamzharov N.N. The first horizontal well drilled at the Kenkiyak-podsolevoy deposit // Scientific and technical collection, "Problems of integrated development of natural resources of Western Kazakhstan and the Southern Urals., 2003. pp.114-117.[Almatova B.G., Aldamzharov N.N. Na Kenkiyak-Podsolevom mestorozhdenii proburena pervaya gorizontal'naya skvazhina // Nauchno-tehnicheskiiy sbornik «Problemy kompleksnogo osvoyeniya prirodnikh resursov Zapadnogo Kazakhstana i Yuzhnogo Urala». 2003. S.114-117.]
- 4 Almatova B.G., Aldamzharov N.N. Development deposits using wells with a large horizontal trunk length. // Scientific and technical collection of Problems of complex development of natural resources of Western Kazakhstan and the Southern Urals., 2003-p.[Almatova B.G., Aldamzharov N.N. Razrabotka mestorozhdeniy skvazhinami s bol'shoy gorizontal'noy dlinoy stvola. // Nauchno-tehnicheskiiy sbornik Problemy kompleksnogo osvoyeniya prirodnikh resursov Zapadnogo Kazakhstana i Yuzhnogo Urala., 2003-s.]
- 5 Almatova B.G., Orazbekova R.J. Environmental problems of oil-producing industries of Mangystau region // Materials of the regional scientific and practical conference "Implementation of the strategy of industrial and innovative development of the Republic of Kazakhstan: problems of training engineering and technical personnel", Aktobe, -2006.- pp. 117-119.[Almatova B.G., Orazbekova R.ZH. Ekologicheskkiye problemy neftedobyvayushchikh proizvodstv Mangistauskoy oblasti // Materialy regional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Realizatsiya strategii industrial'no-innovatsionnogo razvitiya Respubliki Kazakhstan: problemy podgotovki inzhenerno-tehnicheskikh kadrov», Aktobe, -2006. - S. 117-119.]
- 6 Akhmetshin T.R., Kamartdinov M.R., Kulagina T.E., Kurelenkov S.H. Development of hard-to-recover reserves Tomsk, 2012 [Akhmetshin T.R., Kamartdinov M.R., Kulagina T.Ye., Kurelenkov S.KH. Razrabotka trudnoizvlekayemykh zasposov Tomsk, 2012 g.]
- 7 Nurpeisova M. B., Sakhatova G. S., Almatova B. G. rational use of Natural Resources // Gorny Journal of Kazakhstan, No. 4, 2006, pp. 120-124.[Nurpeisova M.B., Sakhatova G.S., Almatova B.G. Ratsional'noye ispol'zovaniye prirodnikh resursov // Gornyy zhurnal Kazakhstana, №4, 2006 g., s. 120-124.]
- 8 Nurpeisova M. B., Almatova B. G. environmental problems of oil and gas development // industry of Kazakhstan, No. 1, 2007, pp. 118-123 [Nurpeisova M.B., Almatova B.G. Ekologicheskkiye problemy neftegazovogo osvoyeniya // Promyshlennost' Kazakhstana, №1, 2007 g., str. 118-123]

- 9 Nurpeisova M.B., Almatova B.G., Utegenov M.M., et al. A set of measures to reduce the harmful impact on the environment during the development of the Zhanazhol deposit. Almaty, KazNTU, 2007. - 23 p. [Nurpeisova M.B., Almatova B.G., Utegenov M.M. i dr. Kompleks meropriyatiy po snizheniyu vrednogo vozdeystviya na okruzhayushchuyu sredu pri razrabotke Zhanazholskogo mestorozhdeniya. Almaty: KazNTU, 2007. - 23 s.]
- 10 https://www.anpz.kz/press_center/news/?ELEMENT_ID=24466
- 11 Uakhitova Bagdagul, ANALYSIS OF THE LEVEL OF OCCUPATIONAL INJURIES ON THE EXAMPLE OF AN INDUSTRIAL ENTERPRISE OF A METALLURGICAL CLUSTER. News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences Открытый доступ Том 2022, Выпуск 1, Страницы 145 - 151 2022 <https://doi.org/10.32014/2021.2518-170X.111> [Uakhitova Bagdagul', ANALIZ UROVNYA PROFESSIONAL'NOGO TRAVMATIZMA NA PRIMERE PROMYSHLENNOGO PREDPRIYATIYA METALLURGICHESKOGO KLASTERA. Novosti Natsional'noy akademii nauk Respubliki Kazakhstan, Seriya geologo-tehnicheskikh nauk]
- 12 Uakhitova Bagdagul, ON THE STATE OF INDUSTRIAL INJURIES OF WORKERS IN INDUSTRIAL ENTERPRISES OF THE AKTUBINSK REGION. News of the national academy of sciences of the Republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences ISSN 2224-5278, volume 5, number 170 – 175 <https://doi.org/10.32014/2021.2518-170X.111> [Uakhitova Bagdagul', O SOSTOYANII PROMYSHLENNOGO TRAVMATIZMA RABOTNIKOV PROMYSHLENNYKH PREDPRIYATIY AKTUBINSKOY OBLASTI. Izvestiya Natsional'noy akademii nauk Respubliki Kazakhstan seriya geologo-tehnicheskikh nauk ISSN 2224-5278, tom 5, № 170 – 175 <https://doi.org/10.32014/2021.2518-170X.111>]
- 13 Veprikova E.V., Tereshchenko E.A., N. V. Chesnokov, M.L. Shchipko, B.N. Kuznetsov Features of water purification from petroleum products using petroleum sorbents, filtering materials and activated carbons. Journal of Siberian Federal University. Chemistry 3 (2010 3) 285-304 http://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/2311/2187/10_Veprikova.pdf?sequence=1 [Veprikova Ye.V., Tereshchenko Ye.A., Chesnokov N.V., M.L. Shchipko, B.N. Kuznetsov Osobennosti ochestki vody ot nefteproduktov s ispol'zovaniyem neftyanykh sorbentov, fil'truyushchikh materialov i aktivirovannykh ugley. Zhurnal Sibirskogo federal'nogo universiteta. Khimiya 3 (2010 3) 285-304 http://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/2311/2187/10_Veprikova.pdf?sequence=1]
- 14 NATURAL SORBENTS AND SCIENTIFIC DESCRIPTION OF THEIR USE National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan Шыққан жылы: 2022 Саны: Том 2, Выпуск 452; Қосалқы автор: Алматова Б.Г., Мурзағалиева А., Хамзина Б., Абдығалиева А. Сілтеме: <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85132409169&origin=AuthorNamesList&txGid=2e15e56e835ed46fcd7578d28dc30ad5&isValidNewDocSearchRedirection=false> [PRIRODNYE SORBENTY I NAUCHNOYE OPISANIYE IKH PRIMENENIYA Natsional'naya akademiya nauk Respubliki Kazakhstan Shyk.k an zhyly: 2022 Sany: Tom 2, Vypusk 452; K osalk y avtor: Almatova B.G., Murzagaliyeva A., Khamzina B., Abdygaliyeva A. Siltema: <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85132409169&origin=AuthorNamesList&txGid=2e15e56e835ed46fcd7578d28dc30ad5&isValidNewDocSearchRedirection=false>]
- 15 Жубандыкова Ж.У., Михайлов П.Г., Тукибай А.А., Подходы к проведению геоэкологических исследований строения земли Промышленный транспорт Казахстана. 2022, №2. ISSN 1814-5787 №2, 2022. Industrial transport of Kazakhstan <https://prom-trans.kz/> [Zhubandykova ZH.U., Mikhaylov P.G., Tukibay A.A., Podkhody k izucheniyu geokologicheskikh issledovaniy stroyeniya zemli Promyshlennyy transport Kazakhstana. 2022, №2. ISSN 1814-5787 №2, 2022. Promyshlennyy transport Kazakhstan <https://prom-trans.kz/>]