

УДК 622.276.654; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.06>

<https://orcid.org/0000-0002-6485-9477>

<https://orcid.org/0000-0002-7264-6439>

<https://orcid.org/0000-0002-5610-6774>

<https://orcid.org/0000-0002-8258-8973>

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС



**Л.А. ЧУРИКОВА<sup>1</sup>**,  
кандидат технических наук,  
[koaffl@mail.ru](mailto:koaffl@mail.ru)



**С.З. АХМЕТЖАН<sup>1</sup>**,  
кандидат технических наук,  
[samal.zakey@mail.ru](mailto:samal.zakey@mail.ru)



**Г.Е. КАЛШЕВА<sup>1</sup>**,  
старший преподаватель,  
[kalesheva-gulmira\\_29\\_69@mail.ru](mailto:kalesheva-gulmira_29_69@mail.ru)



**М.Б. ПОЛОЗОВ<sup>2</sup>**,  
кандидат технических наук,  
доцент,  
[michael999@inbox.ru](mailto:michael999@inbox.ru)

<sup>1</sup>ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКИЙ ИННОВАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ,  
Республика Казахстан, 090001, г. Уральск, пр. Н.Назарбаева, 208

<sup>2</sup>УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ,  
Российская Федерация, 426034, г. Ижевск, ул. Университетская 1 к.2

Рассмотрена оценка эффективности разработки Северного участка I объекта месторождения Каражанбас путем закачки в пласт теплоносителя. Для интенсификации нефтедобычи трудноизвлекаемых запасов месторождения рассмотрены термические методы, такие как применение в качестве агента закачки в продуктивный коллектор горячей воды и пара, создание фронта горения или высокотемпературной зоны в продуктивном пласте.

Рассматривая тенденцию разработки северной территории месторождения Каражанбас, выяснено, что происходит истощение пластовой энергии, свойства пластовой нефти изменяются, становясь более вязкой, в результате происходит быстрое убывание дебита и падение давления, с ростом обводненности.

Моделирование применения технологии внутривластового горения (ВПГ) имеет практическое значение в условиях месторождения Каражанбас и позволит повысить эффективность использования технически возможных теплоносителей.

Представлен анализ разработки месторождения Каражанбас, а так же динамика текущей и накопленной компенсации отборов закачкой на Северном участке за последние годы разработки. Анализ представленных показателей дал возможность сделать заключение, что при снижении объемов закачки пара в пласт для равномерности выработки запаса нефти, необходимо рассмотреть технологию применения на данном участке внутривластового горения.

Дано обоснование численного метода, позволяющего представить формирование полей давления, температуры, насыщенностей (нефти, воды и газа), концентраций компонентов (кислород, водяной пар и инертный газ) при применении внутривластового горения.

По качественному поведению построенных зависимостей можно проследить динамику формирования и эволюции зон характерных для процесса внутривластового горения и сделать вывод о реализации внутривластового горения на месторождении Каражанбас.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** термические технологии, месторождение Каражанбас, разработка, внутривластовое горение, баланс энергии, изменения температуры, энергия активации.

## ҚАРАЖАНБАС КЕН ОРНЫНДАҒЫ ҚАБАТШІЛІК ЖАНУ ТЕХНОЛОГИЯСЫНЫҢ ТИІМДІЛІГІ

Л.А. ЧУРИКОВА<sup>1</sup>, техника ғылымдарының кандидаты, koaffL@mail.ru

С.З. АХМЕТЖАН<sup>1</sup>, техника ғылымдарының кандидаты, samal.zakey@mail.ru

Г.Е. КАЛШЕВА<sup>1</sup>, аға оқытушы, kalesheva-gulmira\_29\_69@mail.ru

М.Б. ПОЛОЗОВ<sup>2</sup>, техника ғылымдарының кандидаты, доцент, michael999@inbox.ru

<sup>1</sup>БАТЫС ҚАЗАҚСТАН ИННОВАЦИЯЛЫҚ-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ,  
Қазақстан Республикасы, 090001, Орал қ., Н.Назарбаев даңғылы, 208

<sup>2</sup>УДМУРТ МЕМЛЕКЕТТІК УНИВЕРСИТЕТІ,  
Ресей Федерациясы, Ижевск қ., Университетская көшесі 1, 2 к.

Қаражанбас кен орнының I нысанының Солтүстік телімін қабатқа жылу тасымалдағышты айдау арқылы игерудің тиімділігін бағалау қарастырылған. Кен орнының қиын өндірілетін қорларында мұнай өндіруді арттыру үшін өнімді қабатқа айдау агенті ретін-

де ыстық су мен буды пайдалану, жану фронтын немесе жоғары температура аймағын құру сияқты термиялық әдістер қарастырылады.

Қаражанбас кен орнының солтүстік аумағын игеру үрдісін қарастыра отырып, қабат энергиясының сарқылуы орын алатыны, қабат мұнайының қасиеттері өзгеріп, тұтқыр бола бастағаны, нәтижесінде шығымның тез төмендеуі және қысымның төмендеуі, су тасқынының өсуі анықталды.

Қабатішілік жану технологиясын (КЖТ) қолдануды модельдеу Қаражанбас кен орны жағдайында тәжірибелік маңызға ие және техникалық мүмкін болатын жылу тасы-малдағыштарды пайдалану тиімділігін арттырады.

Қаражанбас кен орнының игерілуін талдау, сондай-ақ Солтүстік телімде айдау арқылы іріктеудің ағымдағы және жинақталған өтемінің динамикасы ұсынылды. Ұсынылған көрсеткіштерді талдау қабатқа буды айдау көлемінің төмендеуімен мұнай өндірудің біркелкілігі үшін осы аумақта қабатішілік жануды қолдану технологиясын қарастыру қажет деген қорытынды жасауға мүмкіндік берді.

Қабатішілік жануды қолдану кезінде қысым, температура, қанықтылық (мұнай, су және газ) өрістерін, компоненттердің шоғырлануын (оттегі, су буы және инертті газ) қалыптастыруды ұсынуға мүмкіндік беретін сандық әдістің негіздемесі берілген.

Құрылған тәуелділіктердің сапалық мінез-құлқына сүйене отырып, қабатішілік жану үдерісіне тән аймақтардың қалыптасу және эволюциясының динамикасын қадағалап, Қаражанбас кен орнындағы қабатішілік жануды жүзеге асыру туралы қорытынды жасауға болады.

**ТҮЙІН СӨЗДЕР:** жылу технологиялары, Қаражанбас кен орны, игеру, қабатішілік жану, энергия балансы, температураның өзгеруі, белсендіру энергиясы.

## TECHNOLOGY EFFICIENCY IN-SITU COMBUSTION AT THE KARAZHANBAS DEPOSIT

L. CHURIKOVA<sup>1</sup>, Candidate of Technical Sciences, koaffl@mail.ru

S. AKHMETZHAN<sup>1</sup>, Candidate of Technical Sciences, samal.zakey@mail.ru

G. KALESHEVA<sup>1</sup>, senior lecturer, kalesheva-gulmira\_29\_69@mail.ru

M. POLOZOV<sup>2</sup>, Candidate of Technical Sciences, docent, michael999@inbox.ru

<sup>1</sup>WEST KAZAKHSTAN UNIVERSITY OF INNOVATION AND TECHNOLOGY,  
N.Nazarbayev Ave., 208, Uralsk, 090000, Republic of Kazakhstan

<sup>2</sup>UDMURT STATE UNIVERSITY,  
Universitetskaya str. 1 k.2, Izhevsk, Russian Federation

*The evaluation of the effectiveness of the development of the Northern section of the I object of the Karazhanbas field by injecting a coolant into the reservoir is considered. To intensify oil production in hard-to-recover reserves of the field, thermal methods are considered, such as the use of hot water and steam as an injection agent into the productive reservoir, the creation of a combustion front or a high-temperature zone in the reservoir.*

*Considering the development trend of the northern territory of the Karazhanbas field, it was found that reservoir energy is depleted, reservoir oil properties change, becoming more viscous, resulting in a rapid decrease in production rate and pressure drop, with an increase in water cut.*

*Modeling the application of in situ combustion technology (ICG) is of practical importance in the conditions of the Karazhanbas field and will improve the efficiency of using technically possible heat carriers.*

*An analysis of the development of the Karazhanbas field is presented, as well as the dynamics of the current and accumulated compensation for withdrawals by injection in the*

Northern area in recent years of development. The analysis of the presented indicators made it possible to conclude that with a decrease in the volume of steam injection into the reservoir, for the uniformity of oil production, it is necessary to consider the technology of using in-situ combustion in this area.

The substantiation of the numerical method is given, which makes it possible to represent the formation of fields of pressure, temperature, saturation (oil, water and gas), concentrations of components (oxygen, water vapor and inert gas) when using in-situ combustion.

Based on the qualitative behavior of the constructed dependences, one can trace the dynamics of the formation and evolution of zones characteristic of the process of in-situ combustion and draw a conclusion about the implementation of in-situ combustion in the Karazhanbas field.

**KEY WORDS:** thermal technologies, Karazhanbas field, development, in situ combustion, energy balance, temperature changes, activation energy.

**В**ведение. Энергетические ресурсы на сегодняшний день остаются самым востребованным товаром на мировом рынке. Нефтяной комплекс играет особую роль в рамках наиболее важных задач в международной деятельности Казахстана.

Предположение неизбежности скорого истощения запасов нефти свидетельствует тот факт, что в настоящее время уровень потребления нефти в мире наиболее высок.

Поэтому вопрос стабильного снабжения энергоресурсами потребителей, а значит надежный доступ к источнику их добычи, в настоящее время одно из приоритетных практически всех государств мира.

Проблема увеличения нефтеотдачи пластов является сложной задачей и решение ее на должном научно-техническом уровне требует привлечения значительных сил и средств.

В Мангистауской области сосредоточено более 50% геологических запасов нефти промышленных категорий. Геологические ресурсы нефти трудноизвлекаемых категорий, составляющие около 29% общих запасов нефтяной продукции, сосредоточены в Атырауской области. Опыт применения термических технологий повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) в Казахстане имеется, так на некоторых месторождениях (Узень, Каражанбас, Кумсай, Кенкияк) используется внутрипластовое горение и циклическое паротепловое воздействие на пласт.

Для интенсификации нефтедобычи трудноизвлекаемых запасов широко используется такие термические методы, как применение в качестве агента закачки в продуктивный коллектор горячей воды и пара, создание фронта горения или высокотемпературной зоны в продуктивном пласте (рисунки 1).

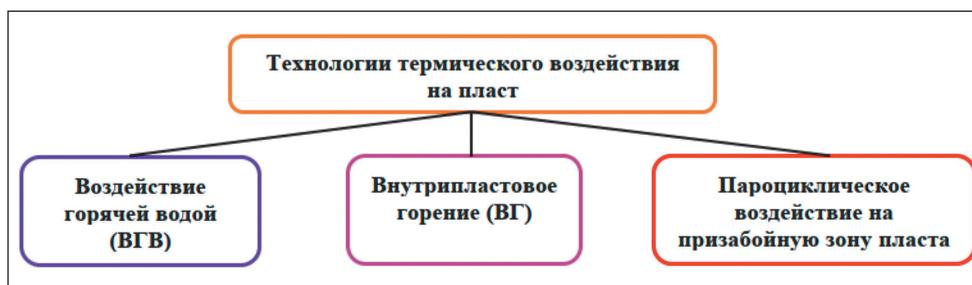


Рисунок 1 – Методы термического воздействия на продуктивный пласт

Особый интерес у исследователей и специалистов вызывает метод внутрипластового горения, как один из наиболее перспективных методов повышения нефтеотдачи пластов высоковязких нефтей. Одно из наиболее эффективных методов увеличения добычи нефти – термические технологии разработки [1].

Рассматривая тенденцию разработки северной территории месторождения Каражанбас, в результате истощения пластовой энергии закономерно отметить, что свойства пластовой нефти будут изменяться, становясь более вязкой (вязкость при стандартных условиях 1147,2 мПа\*с, плотность 930 кг/м<sup>3</sup>), быстрое убывание дебита и падение давления, с ростом обводненности.

Из технически возможных теплоносителей, водяного пара имеет преимущество в использовании. Моделирование применения такой технологии имеет практическое значение и позволяет повысить эффективность использования [2].

Сущность внутрипластового горения (ВПГ) заключается в создании, поддержании и перемещении фронта горения или высокотемпературной зоны в продуктивном пласте, тепловая энергия, которая выделяется в результате реакций экзотермическо- окислительного характера между участком нефти в пласте и кислородом воздуха. В этом случае используется энергия, полученная от сжигания тяжелых фракций нефтяного сырья (кокса), что способствует горению. Процесс начинается с генерирования горения в нагнетательной скважинной системе с помощью разных устройств для нагревания: электронагревателей, газовых горелок и других.

После возгорания пласта, в нагнетательную скважину закачивается воздух для поддержания и перемещения фронта горения в сторону добывающих скважин.

**Материалы и методы исследования.** Для получения кинетических параметров окисления нефти применяли:

1) Дифференциальный сканирующий калориметр под давлением (равномерный нагрев образца при условии постоянного подачи воздуха с условием регистрации выделения тепловой энергии);

2) Термогравиметрический анализатор (равномерный нагрев образца в камере с воздухом с постоянной регистрацией его массы);

3) Адиабатический реакционный калориметр (пошаговое повышение температуры с переходом в адиабатический режим после инициации реакции окисления с постоянной регистрацией давления и температуры).

Труба горения состоит из металлического цилиндра с длиной 115 см и внутренним диаметром 5 см, который помещается в защитный корпус.

Внутри трубы размещены термодатчики с промежутком в 6 см для регистрации профиля температуры. Термокомпенсаторы расположены снаружи капсулы с песком (керновым материалом) для компенсации потерь тепла, возникающих при большой разнице температуры в модели и окружающей среде.

**Результаты и обсуждение.** При текущей сетке скважин и способе эксплуатации с падением давления добыча продолжает снижаться, в результате конечный коэффициент извлечения низкий, оставшиеся запасы высокие.

Опыт разработки месторождения Каражанбас, согласно гидродинамическим расчетам, показывает, что коэффициент нефтеотдачи в естественном режиме эксплуатации не превышает 7%, поэтому выбор наиболее приемлемого метода ин-

тенсификации нефтедобычи в этих условиях даст возможность увеличить добычу углеводородов.

Нефть месторождения Каражанбас вязкая (458-550 мПа·с), тяжелая (935-944 кг/м<sup>3</sup>), залегает на глубине в диапазоне значений от 210 до 480 метров, газовый фактор по месторождению составляет в среднем 20 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [3, 4].

Проектными методами теплового воздействия на месторождении Каражанбас являются:

- влажное внутрипластовое горение (ВВГ),
- паротепловое воздействие (ПТВ).

Данные методы моделируют создание тепловой оторочки с последующим ее перемещением с помощью закачки холодного водяного агента [5].

Продуктивные горизонты месторождения Каражанбас сгруппированы в 4 объекта разработки, распределенных по горизонтам в следующем порядке [6]:

- I объект – пласты А, Б, В северный, центральный, западный, и восточный участки;
- II объект – пласты Г, Д1 центральный, западный и восточный участки;
- III объект – пласт Д2; юрские горизонты: Ю-I и Ю-II центральный и восточный участки.
- IV объект – горизонт Ю-III центральный участок.

Анализируя настоящее время, на северном участке с 2015 по 2019 гг. наблюдается ежегодное снижение добычи нефти, в целом за период – на 25,9%, несмотря на увеличение действующего добывающего фонда на 7 ед. (от 140 до 147 ед.). На 01.07.2020 года объем добычи нефти по участку составил 46,2 тыс.т, действующий добывающий фонд увеличился по сравнению с 2019 годом на 14 ед. Среднесуточный дебит нефти участка снизился с 2,79 т/сут до 1,8 т/сут, в связи с общим ограничением по пару были сокращены объемы закачки пара на участке с 582 тыс.т в 2015 году до 337,1 тыс.т в 2019 году, на 01.07.2020 года объем закачки пара составил 130,9 тыс.т. Показатель обводненности продукции повысился с 87,3% до 88,7% (рисунок 2).

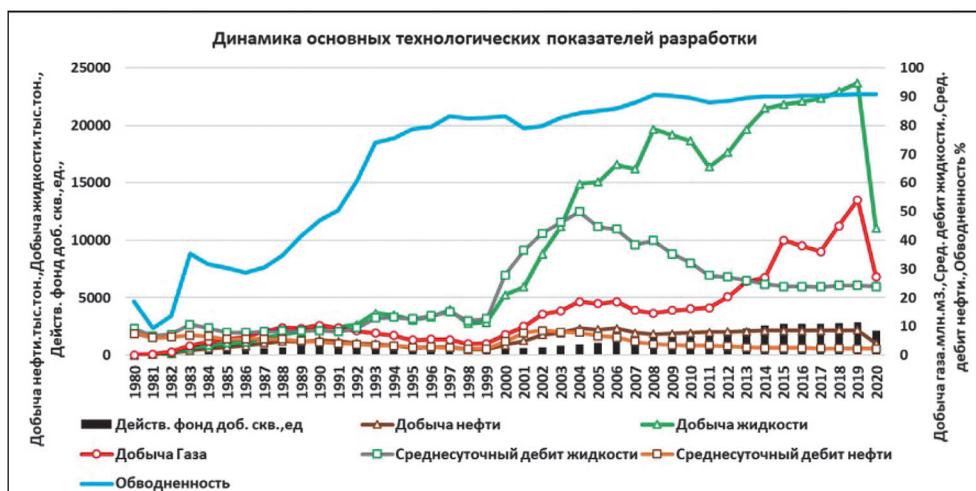


Рисунок 2 – Динамика основных технологических показателей разработки по месторождению

Стационарная закачка пара проводится в основном на восточном и северном участках месторождения.

С начала разработки на 01.07.2020 г. общий объем закачки воды в пласты I объекта составил 49 780 тыс.м<sup>3</sup>, пара – 22 017 тыс. т с учетом объемов пара при паровращательной обработке скважин (ПТОС).

Накопленная добыча нефти на 01.07.2020 г. из пластов I объекта составила 14337 тыс. т (26,5% от накопленной добычи нефти в целом по месторождению), накопленная добыча жидкости – 97 693 тыс. т, добыча попутного газа – 184,3 млн.м<sup>3</sup>.

Текущий КИН на дату анализа по I объекту оценивается на уровне 0,135 д.ед., в т.ч: по восточному участку – 0,167 д.ед., западному – 0,085 д.ед., центральному – 0,128 д.ед., северному – 0,132 д.ед.

Северный участок разбурен по 9-ти точечной схеме расстановки скважин с расстоянием 150 м. Соотношение нагнетательных и добывающих скважин равно 1:7, что более чем в 2 раза отличается от принятого значения для реализуемой схемы расстановки скважин (1:3).

После пятилетнего периода закачки пара шесть скважин перевели на закачку воды в период с 01.04.2016 г. по 01.01.2017 г. С начала разработки при закачке пара пластовое давление снизилось до 2,9 МПа. После начала закачки воды в 2016 году пластовое давление возросло до текущего значения 3,1 МПа. Накопленная компенсация отборов закачкой воды и пара, реализуемых на Северном участке первого объекта разработки на 01.01.2018 г. составляет 41,6%. Текущая компенсация с 2013 – 2018 гг. варьируется в диапазоне от 51,1 до 59,5%. Указанные значения текущей и накопленной компенсации отборов закачкой определяют темпы падения и текущие значения пластового давления. На *рисунке 3* представлена динамика текущей и накопленной компенсации отборов закачкой на Северном участке [4].

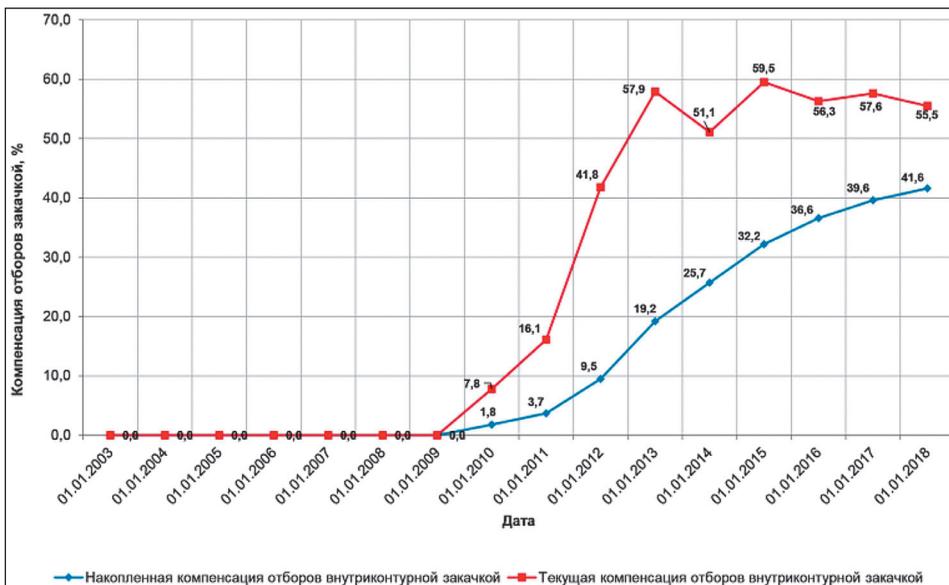


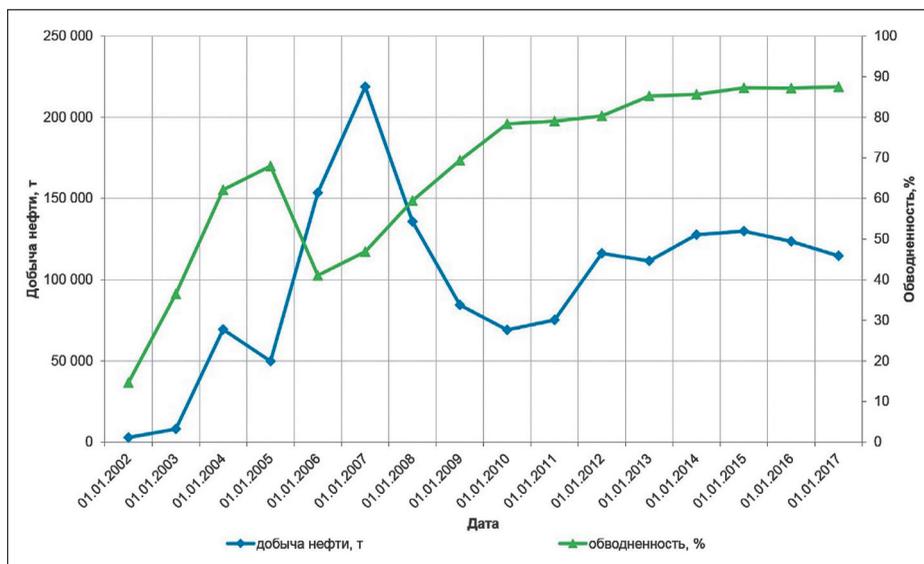
Рисунок 3 – Компенсация отборов закачкой на Северном участке (I – объект)

По состоянию на 01.01.2018 фонд добывающих скважин составил 154, основная доля скважин – 30% – работает с дебитом от 2 до 5 т/сут, 51% скважин – с обводненностью от 50% до 90%, фонд нагнетательных скважин – 16.

Показатели разработки Северного участка по состоянию на 01.01.2018:

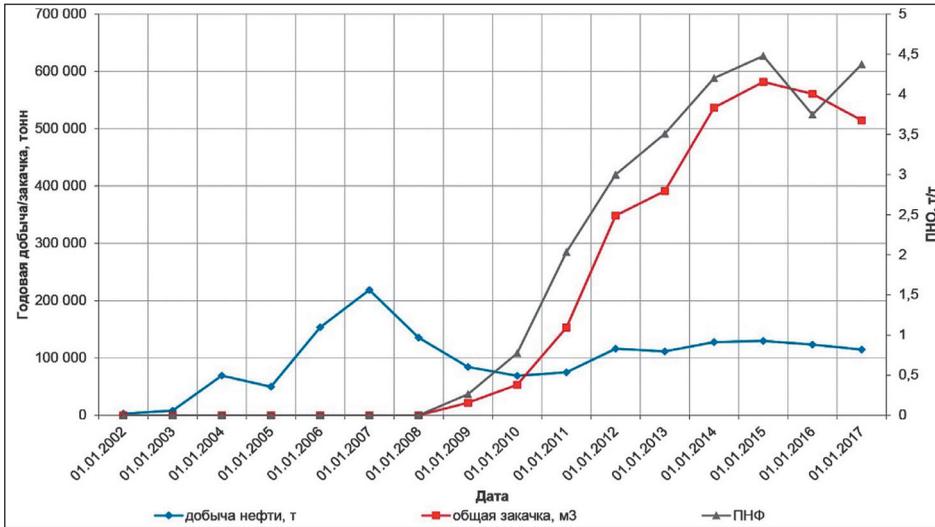
- накопленная добыча нефти равна – 1590 тыс. т;
- накопленная добыча газа – 26 млн м<sup>3</sup>;
- обводненность продукции – 87,5%;
- отбор от НИЗ – 47%;
- текущий КИН – 0,115 при утвержденном значении – 0,246;
- накопленная закачка воды – 111 тыс. м<sup>3</sup>;
- накопленная закачка пара – 3051 тыс. т;
- компенсация отбора закачкой – 59,5%;
- за время разработки газосодержание нефти снизилось с 9,09 м<sup>3</sup>/т до 5,67 м<sup>3</sup>/т;
- вязкость пластовой нефти увеличилась с 411 до 593 мПа·с.

Динамика основных технологических показателей разработки Северного участка по состоянию на 01.01.2017 приведена на *рисунке 4*.



**Рисунок 4 – Динамика основных технологических показателей разработки по Северному участку месторождения Каражанбас**

Текущий коэффициент извлечения нефти на 01.01.2018 г. по Северному участку составил 0,115 при 0,16 прокачанных поровых объемов. С начала закачки теплоносителя (2009 год) максимальный уровень добычи в 2015 г. составил 129,9 тыс. т, при максимальном количестве закачиваемого пара 582 т, при этом паронефтяной фактор (ПНФ) составил 4,5 т/т. В 2016 г. шесть скважин перевели на закачку воды, закачка пара сократилась и ПНФ снизился до 3,7 т/т. Уровень добычи нефти снизился в 2017 году до значения 114,7 тыс.т. В 2017 году количество закачиваемого пара увеличилось, при увеличении ПНФ до 4,4 т/т, а закачка воды была остановлена. Динамика добычи нефти, общая закачка и ПНФ приведена на *рисунке 5*.



**Рисунок 5 – Динамика добычи нефти, общей закачке пара и ПНФ по Северному участку (общая закачка – это сумма закачки пара и воды, выраженная в м<sup>3</sup>)**

При снижении объемов закачки пара в пласт для равномерности выработки запаса нефти, рассматривают технологию применения на данном участке технологии внутрипластового горения.

Испытательный процесс технологии внутрипластового горения на промысле выполнялся посредством оборудования, включающий три блока, на которых реализовывались технологии сухого и влажного ВПГ.

Технологическая эффективность технологии ВПГ на месторождении Каражанбас подтверждается следующими фактами:

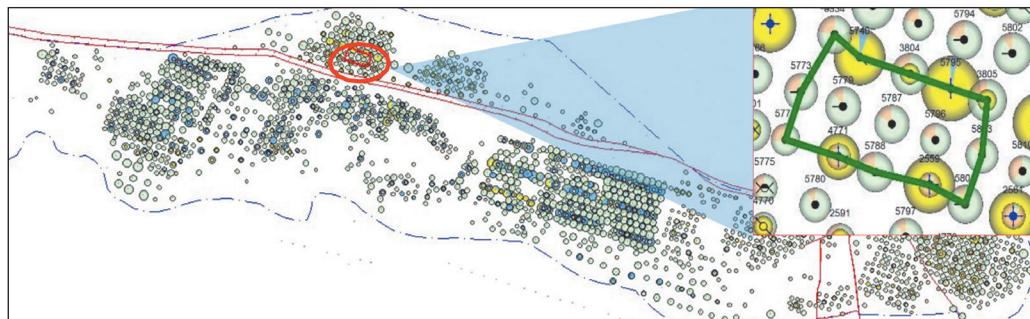
- повышения дебита и продуктивности реагирующих скважинных систем за счет снижения вязкости пластовой нефти вследствие ее нагрева и растворения содержащегося в ней углекислого газа;
- увеличения работающей толщины пласта (данные потокометрии).

Технологические показатели на момент окончания проектных исследований приведены в *таблице 1*.

**Таблица 1 – Технологические показатели по блокам промысла ВВГ**

Технологический метод (участок)	Срок испытания, лет	КИН на конец испытания, д. ед.	Средняя нефте-насыщенная толщина, м	Баланс. запасы, тыс.т	Годовой темп отбора от НИЗ, д.е.	Обводненность, %
Внутрипластовое горение (Б3)	13	0,20	6	1361	0,02-0,03	24 – 46
Влажное внутрипластовое горение (Б2)	14	0,32	10	1215	0,03-0,05	40 – 60
Влажное внутрипластовое горение (Б1)	15	0,40	9	2036	0,02-0,04	40 60

Для реализации опытно-промышленных испытаний технологии ВПГ был выбран участок в Северной части месторождения (рисунок 6)



**Рисунок 6 – Испытательный участок месторождения Каражанбас**

Начальные геологические запасы выбранного участка составили 363,8 тыс. т, КИН на 01.01.2020 г. – 20% при проектном значении 24,6%.

По состоянию на 01.01.2020 г. фонд скважин участка составляет 11 добывающих и 3 нагнетательные скважины.

Скважины участка характеризуются дебитами по нефти от 0,92 до 4 т/сут, по жидкости – 2,0 – 36,5 т/сут и обводненностью 57,5 – 96,2 %.

По состоянию на 01.01.2020 г. накопленная добыча нефти по участку составила 145,5 тыс. т, жидкости – 755,7 тыс. т при обводненности 88,4%. Накопленная закачка пара составила 953,3 тыс. т, закачка воды – 30,8 тыс. м<sup>3</sup>.

Пластовое давление, приведенное к уровню водонефтяного контакта (ВНК) на 01.01.2020 г., находится на уровне 17,7 атм, при давлении насыщения равном 15,2 атм. Начальное пластовое давление, принятое в проектном документе, составляло 54 атм.

Для оценки технологических параметров разработки по технологии ВПГ необходимо создание гидродинамической модели (ГДМ), которая совместно с расчетами фильтрации пластовой жидкости через пористую среду позволяет воспроизвести реакции, происходящие в продуктивном коллекторе в процессе нагнетания воздуха, его влияние на фазовое состояние и свойства флюидов, насыщающих пласт.

Задачей адаптации является получение распределения насыщенностей (воды, нефти, пара), давления и продуктивностей скважин на текущий момент с целью наиболее точной оценки эффекта от применения той или иной технологии, геолого-технических мероприятий. Адаптация происходит посредством изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), свойств флюидов и т.п. для получения схождения между расчетными и фактическими показателями, при этом модификации должны соответствовать диапазону неопределённости параметров.

Расхождение интегральных показателей добычи нефти ГДМ сектора участка ОПИ составляют менее 5% (рисунок 7).

Учитывая высокую продолжительность закачки пара (2011 – 2020 гг.), текущую среднюю обводненность участка (90,4 %), а также уровень накопленной компенсации (135,4 %), планируемый к применению тип реализации технологии влажного внутрипластового горения. Для этого паронагнетательные скважины 5795, 4771 и

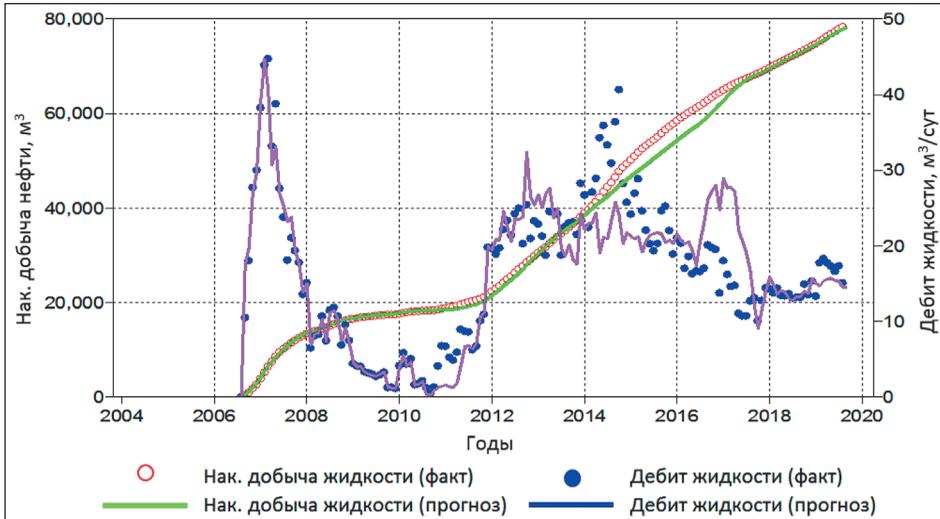


Рисунок 7 – Адаптация сектора ОПИ (динамика и накопленная) по добыче нефти

2559, а также контрольная скважина 5740 перевели в добывающий фонд. Добывающие скважины 5779 и 5796 перевели под нагнетание воздуха.

Данная технология предусматривают разработку исследуемого участка с закачкой в пласт воздуха. Применяли несколько вариантов закачки в пласт воздуха, отличаются между собой разными объемами закачиваемого воздуха: 10000, 20000, 30000, и 40000  $\text{м}^3/\text{сутки}/\text{скв.}$  соответственно.

Технологические решения по проектированию технологического процесса для ВПГ по данным ОПИ предусматривается организация внутрипластового горения на выбранном участке. В выбранный участок входят 13 реагирующих скважин.

Для организации ВПГ на данном участке, потребуется:

1. Переключить существующие скважины 3804, 3805, 5334, 5773, 5774, 5787, 5788, 5803, 5804, 2559, 4771, 5795, 5740 к проектной системе сбора, для чего требуется монтаж выкидных стальных трубопроводов Ду-100 мм, общей протяженностью 1750 метров и стальных трубопроводов Ду 150 мм, общей протяженностью 800 метров.

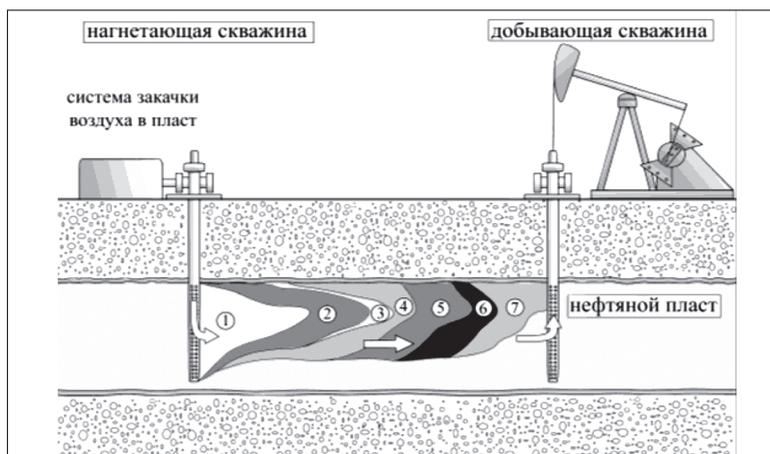
2. Смонтировать 2 комплекта поршневых компрессоров для нагнетания воздуха.

3. Проложить выкидные стальные трубопроводы для закачки воздуха, Ду-150 мм, общей протяженностью 350 метров.

4. Построить групповую установку для участка ОПИ.

Доказательством является то, что термические методы это лучшие технологии при разработке месторождений высоковязкой нефти, вязкость такой нефти превышает 1000 сП в пластовых условиях, залегающих при не большой глубине залегания продуктивного коллектора (глубина пласта менее 1500 м). Такие технологии могут быть интересны и для добычи маловязкой нефти, так как поступающая в продуктивный коллектор тепловая энергия распределяется за границы области, в зоне обрабатываемой тепловым агентом, способствуя увеличению подвижности нефти даже в относительно неоднородных коллекторах [7, 8].

Рассмотрим ситуацию распространения очага внутрипластового горения в условиях неизотермической трехфазной фильтрации с фазовыми переходами и химическими реакциями в недеформируемой пористой среде (рисунки 8).



**Рисунок 8 – Схема распространения очага внутрипластового горения при закачке воздуха: 1 – закачиваемый воздух, 2 – воздух и пар, 3 – зона горения, 4 – зона парообразования, 5 – зона конденсации и горячей воды, 6 – нефтяной вал, 7 – инертный газ**

Уравнение баланса энергии при выполнении ВПГ:

$$V_0 = - \sum_{i=1}^3 \left( \rho_i c_i \frac{K k_i(S_i)}{\mu_i} \right) \frac{\partial p}{\partial x},$$

где  $i=1, 2, 3$  – индекс, определяющий нефть, воду, газ, соответственно;

$k=1, 2, 3$  – водяной пар, кислород, инертный газ;

$\rho_i, S_i$  – плотность, насыщенность;

$p$  – давление;

$k_i, K$  – относительная и абсолютная проницаемости;

$\mu_i$  – вязкость  $i$ -ой фазы;

$V_0$  – эффективная мощность конвективного теплового потока;

$c_i$  – удельная теплоемкость  $i$ -ой фазы.

Уравнением (1) можно описать баланс энергии с учетом граничных и начальных условий решаемое методом контрольного объема [9].

На основе численного метода происходит формирование полей давления, температуры, насыщенностей (нефти, воды и газа), концентраций компонентов (кислород, водяной пар и инертный газ).

Такой метод решения позволяет определить формирование полей давления, температуры, насыщенностей (нефти, воды и газа), концентраций компонентов (кислород, водяной пар и инертный газ).

Кислород, содержащийся в закачиваемом в пласт воздухе, вступает в реакцию окисления с пластовой нефтью, температура пласта повышается, что приводит к изменению его термодинамического состояния. На рисунке 9 приведены кривые распределения нефте-, водо- и газонасыщенности в пласте в момент времени 40

суток после начала закачки воздуха в пласт. Видно, что при данных параметрах математической модели происходит полное выгорание нефти за фронтом горения (сплошная линия на *рисунке 9*) и эта область полностью занята газовой фазой (штрихпунктирная линия на *рисунке 9*), что подчеркивает образование характерных для процесса внутрислоевого горения зон 1 и 2 на *рисунке 8*.

Вода в области повышенной температуры переходит в паровую фазу (сплошная линия на *рисунке 10*) и конденсируется перед фронтом горения, образуя зону повышенной водонасыщенности (пунктирная линия на *рисунке 9*). Данные процессы связаны с формированием в пласте зон 3, 4 и 5, приведенных на *рисунке 8*.

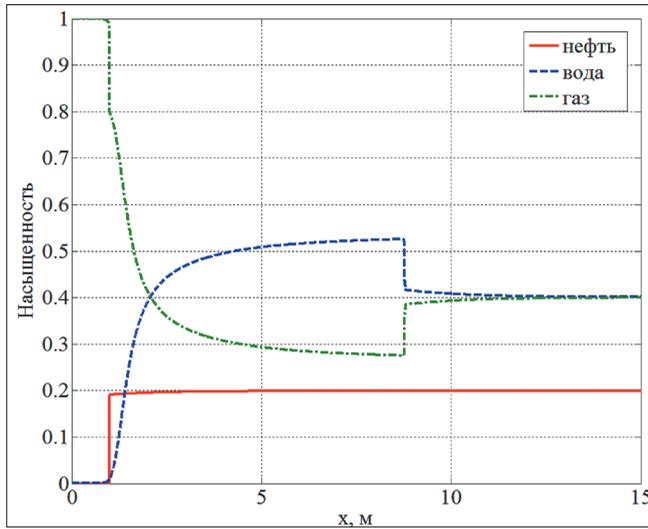


Рисунок 9 – Распределение нефтe-, водо- и газонасыщенности в пласте в момент времени 40 суток

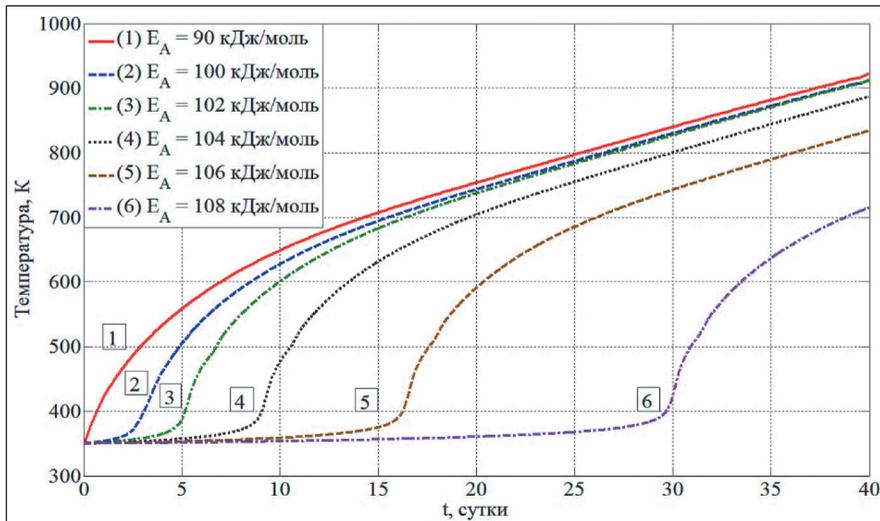


Рисунок 10 – Динамика температуры в зоне горения для нефтей с разными параметрами окисляемости

**Выводы.** По качественному поведению кривых можно проследить динамику формирования и эволюции зон характерных для процесса внутрипластового горения. В частности, в полностью газонасыщенной области наблюдается выполаживание кривых, а области до и после фронта вытеснения характеризуются линейным распределением давления.

График (рисунки 10) изменения температуры в зоне горения для нефти с разными параметрами окисляемости показывает, что температура в зоне горения со временем увеличивается. Ввиду отсутствия потерь тепла в кровлю и подошву пласта температура стремится к своему адиабатическому максимуму, который, главным образом, определяется количеством выгоревшей нефти и ее теплотворной способностью.

Таким образом, в условиях для нефти Каражанбасского месторождения энергией активации выше 108 кДж/моль для реализации внутрипластового горения необходимо его инициирование в призабойной зоне. 

### ЛИТЕРАТУРА

- 1 Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 156 с. [Nazarova L.N. Razrabotka neftegazovykh mestorozhdenij s trudnoizvlekaemyimi zapasami: – M.: RGU nefiti i gaza im. I.M. Gubkina, 2011. – 156 s.]
- 2 Мустафаев М.К. Опыт циклической закачки пара и воды на месторождении Каражанбас. Техничко-экономические аспекты // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 1. – С. 14 – 22. [Mustafaev M.K. Opyt ciklicheskoj zakachki para i vody na mestorozhdenii Karazhanbas. Tekhniko-ekonomicheskie aspekty // Neftegazovoe delo. – 2018. – T. 16. – № 1. – S. 14 – 22.]
- 3 Концепция развития месторождения Каражанбас. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. – 719 с. [Konceptsiya razvitiya mestorozhdeniya Karazhanbas. – M.: RGU nefiti i gaza (NIU) im. I.M. Gubkina, 2019. – 719 s.]
- 4 Анализ разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2017 г. – ТОО «КазНИПИмунайгаз». – 2017 г. Том 1. – С. 283. [Analiz razrabotki mestorozhdeniya Karazhanbas po sostoyaniyu na 01.01.2017 g. – TOO «KazNIPImunajgaz». – 2017 g. Tom 1. – S. 283.]
- 5 Чурикова Л.А., Ахметжан С.З., Осипова Н.Н. Исследование методов эксплуатации скважин на месторождении Чинарево // Нефтегазовое дело. Т. 20. № 4. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2022. – С.239-249. [Churikova L.A., Ahmetzhan S.Z., Osipova N.N. Issledovanie metodov ekspluatatsii skvazhin na mestorozhdenii CHinarevo // Neftegazovoe delo. T. 20. № 4. – Ufa: Izdatel'stvo UGNTU, 2022. – S.239-249.]
- 6 Карамурзаева А.Б. Особенности геологического строения среднеюрских отложений западного блока месторождения «Каражанбас» //SOCAR Proceedings. - 2013. -№4. - С.2 5-32. [Karamurzaeva A.B. Osobennosti geologicheskogo stroeniya sredneyurskih otlozhenij zapadnogo bloka mestorozhdeniya «Karazhanbas» //SOCAR Proceedings. - 2013. -№4. - С.2 5-32.]
- 7 Aldamzharov N., Akhmetzhan S., Churikova L., Analysis of horizontal well operation at the Zhanazhol deposit // Journal of Ecological Engineering. – 2018. – Vol. 19, Iss. 1. – P. 25 – 32.
- 8 Вербицкий В., Мищенко И., Деньгаев А., Хабибуллин Р., Горидько К. Индикаторы рационального подхода при разработке и эксплуатации месторождений углеводородов на поздней стадии / Сборник трудов «Geopetrol 2018». – 2018. – С. 789-793. [Verbickij V., Mishchenko I., Den'gaev A., Habibullin R., Gorid'ko K. Indikatory racional'nogo podhoda pri razrabotke i ekspluatatsii mestorozhdenij uglevodородов na pozdnej stadii / Sbornik trudov «Geopetrol 2018». – 2018. – S. 789-793.]
- 9 Джалалов Г.И., Асланов М.С. Об определении температурного поля в многопластовой нефтяной залежи при нагнетании теплоносителя // SOCAR Proceedings. – 2011. -№2. – С. 35-37. [Dzhalalov G.I., Aslanov M.S. Ob opredelenii temperaturnogo polya v mnogoplastovoj neftyanoy zalezhi pri nagnetanii teplonositelya // SOCAR Proceedings. – 2011. – №2. – С.35-37.]