

УДК 622; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-3.02>

<https://orcid.org/0000-0002-5299-1905>

<https://orcid.org/0000-0001-5885-2060>

<https://orcid.org/0000-0001-9938-4355>

<https://orcid.org/0000-0001-8141-4122>

<https://orcid.org/0000-0001-8785-7805>

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО- РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АКШАБУЛАК ЦЕНТРАЛЬНЫЙ



Б.А. ШИЛАНБАЕВ,
начальник отдела
по моделированию
месторождений,
BShilanbayev@kgm.kz



А.Н. АХМЕТОВ,
ведущий инженер отдела
по моделированию
месторождений,
ArAkhmetov@kgm.kz



К.М. ГИЗЕМАНН,
директор департамента
геологии и разработки,
CGiesemann@kgm.kz



М. КӨЛДЕЙ,
зам. генерального директора
по геологии – главный геолог,
MKoldey@kgm.kz



ЛЮ ЧЖАНЬЛИ,
зам. генерального директора
по геологии – главный геолог,
ZLiu@kgm.kz

ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ»,
Республика Казахстан, 120018, г. Кызылорда, пос. Тасбогет, ул. Амангельды, 100

Традиционная совместная закачка воды в несколько пластов с различной проницаемостью не позволяет регулировать забойные давления и расход воды для каждого из пластов (в соответствии с их текущими геологическими параметрами), что приводит к неравномерному заводнению нефтяных залежей. В результате этого происходит опережающее обводнение высокопроницаемых нефтяных пластов, снижается степень охвата, возникает неравномерное воздействие и выработка каждого из пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами, а именно проницаемостью.

В целях снижения капитальных затрат на бурение новой нагнетательной скважины на многопластовых месторождениях на одну нагнетательную скважину приходится более двух перфорированных неоднородных по проницаемости пластов для поддержания пластового давления.

В статье описывается успешный опыт реализации одновременно-раздельной закачки и приводится анализ эффективности внедрения технологии одновременно-раздельной закачки на примере горизонта М-II-1 месторождения Ақшабулак Центральный. Среди успешно проведенных опытов наблюдается увеличение нефтеотдачи, экономия средств за счет эффективности технологии, отсутствие каких-либо осложнений при проведении ремонтных работ. Также, присутствуют и недостатки: снижение приемистости по отдельным штуцерам по причине загрязнения внутреннего сечения и увеличение приемистости по причине износа штуцера, трудности при оценке выработанности отдельных пластов из-за недостаточного количества замеров профиля притока на добывающих скважинах.

Для лучших результатов в перспективе планируется перераспределение истории добычи по пластам на добывающих скважинах на емкостно-резистивной модели (CRM) с применением нейросетевых технологий, используя историю PLT исследований на добывающих скважинах и распределенную закачку по пластам на нагнетательных скважинах.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: заводнение, система ППД, система одновременно-раздельной закачки (ОРЗ), модификация системы ППД, дифференциация дополнительной добычи нефти.

БІР МЕЗГІЛДЕ-БӨЛЕК АЙДАУДЫ ҚОЛДАНУ ТӘЖІРИБЕСІ ОРТАЛЫҚ АҚШАБҰЛАҚ КЕН ОРНЫНДА

Б.А. ШИЛАНБАЕВ, кен орындарын модельдеу бөлімінің бастығы, BShilanbayev@kgm.kz

А.Н. АХМЕТОВ, кен орындарын модельдеу жөніндегі инженерлік бөлім жетекшісі, ArAkhmetov@kgm.kz

К.М. ГИЗЕМАНН, геология және игеру департаментінің директоры, CGiesemann@kgm.kz

М. КӨЛДЕЙ, бас директордың геология жөніндегі орынбасары – бас геолог, MKoldey@kgm.kz

ЛЮ ЧЖАНЬЛИ, бас директордың геология жөніндегі орынбасары – бас геолог, ZLiu@kgm.kz

«ҚАЗГЕРМУНАЙ» БҚ» ЖШС,

Қазақстан Республикасы, 120018, Қызылорда қ., Тасбогет кенті, Амангелді көшесі, 100

Әртүрлі өткізгіштігі бар бірнеше қабатқа суды дәстүрлі бірлесіп айдау қабаттардың әрқайсысы үшін кенжар қысымын және су шығынын реттеуге мүмкіндік бермейді (олардың ағымдағы геологиялық параметрлеріне сәйкес), бұл мұнай шоғырларының біркелкі емес сулануына әкеледі. Осының нәтижесінде жоғары өткізгіш мұнай қабаттарының озық сулануы орын алады, қамту дәрежесі төмендейді, әртүрлі сүзгілеу-сыйымдылық қасиеттері, атап айтқанда өткізгіштігі бар қабаттардың әрқайсысы біркелкі емес әсер алып, өндіріледі.

Көп қабатты кен орындарында жаңа айдау ұңғымасын бұрғылауға жұмсалатын күрделі шығындарды азайту мақсатында бір айдау ұңғымасына қабат қысымын ұстап тұру үшін өткізгіштігі бойынша біртекті емес перфорацияланған екі қабаттан артық келеді.

Мақалада бір уақытта бөлек айдауды іске асырудың табысты тәжірибесі сипатталады және Ақшабулақ Орталық кен орнының М-II-1 көкжиегі мысалында бір уақытта бөлек айдау технологиясын енгізу тиімділігіне талдау келтіріледі. Сәтті жүргізілген тәжірибелердің ішінде мұнай өндірудің жоғарылауы, технологияның тиімділігіне байланысты шығындардың үнемделуі, жөндеу жұмыстары кезінде ешқандай асқынулардың болмауы байқалады. Сондай-ақ кемшіліктері бар: ішкі бөліктің ластануына байланысты жеке дроссель үшін инъекциялық қабілеттіліктің төмендеуі және дроссельдің тозуына байланысты инъекциялық қабілеттіліктің жоғарылауы; кіріс ағынының өлшемдерінің жеткіліксіз санына байланысты жеке қабаттардың сарқылуын бағалаудағы қиындықтар.

Болашақта жақсы нәтижелерге қол жеткізу үшін өндірістік ұңғымалардағы PLT зерттеулерінің тарихын пайдалана отырып, сыйымдылық-резистивті модель (CRM) бойынша өндірістік ұңғымаларда өндіру тарихын қайта бөлу жоспарлануда.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: су басу, қабат қысымын қолдау жүйесі, бір уақытта бөлек айдау (БУБА) жүйесі, қабат қысымын қолдау жүйесін түрлендіру, мұнайды қосымша өндіруді саралау.

EXPERIENCE OF USING SIMULTANEOUS-SEPARATE DOWNLOADS AT THE AKSHABULAK TSENTRALNY DEPOSIT

B.A. SHILANBAEV, Head of Field Modeling Department, BShilanbayev@kgm.kz

A.N. AKHMETOV, Lead Engineer, Field Modeling Department, ArAkhmetov@kgm.kz

K.M. GIZEMANN, Director of Geology and Development Department, CGiesemann@kgm.kz

M. KOLDEI, Deputy General Director for Geology – Chief Geologist, MKoldey@kgm.kz

LIU CHZHANLI, Deputy General Director for Geology – Chief Geologist, ZLiu@kgm.kz

«JV» KAZGERMUNAI» LLP,

100 Amangeldy Street, Tasboget settlement, Kyzylorda, 120018, Republic of Kazakhstan

The traditional joint injection of water into several reservoirs with different permeability does not control bottom hole pressures and water flow for each of the reservoirs (by their current geological parameters), which leads to uneven watering of oil deposits. As a result, advanced watering of highly permeable oil reservoirs occurs, the degree of coverage decreases, uneven impact, and the development of each of the reservoirs with different reservoir properties, namely, permeability occurs.

In order to reduce capital costs for drilling a new injection well in multi-layer fields, one injection well accounts for more than two perforated reservoirs of heterogeneous permeability to maintain reservoir pressure.

The article describes the successful experience of implementing simultaneous-separate injection and analyzes the effectiveness of implementing the technology of simultaneous-separate injection using the example of the M-II-1 horizon of the Akshabulak Central field. Among the successfully conducted experiments, there is an increase in oil recovery, cost savings due to the effectiveness of the technology, and the absence of any complications during repair work. However, also, there are disadvantages: a decrease in injectivity for individual choke due to contamination of the internal section and an increase in injectivity due to wear of the choke, difficulties in assessing the depletion of separate layers due to the insufficient number of measurements of the inflow profile at production wells.

For better results in the future, it is planned to redistribute the history of production across reservoirs at production wells on a capacitive-resistive model (CRM) using neural network technologies, using the account of PLT studies at production wells, and distributed injection across reservoirs at injection wells.

KEY WORDS: waterflooding, reservoir pressure maintenance system, simultaneous-separate injection (SSI) system, modification of the reservoir pressure maintenance system, differentiation of incremental oil production.

Введение. Известно, что одновременная закачка воды в пласты, неоднородных по проницаемости, приводит к быстрому обводнению залежей, низкому охвату их воздействием и образованию водяных барьеров отдельных невыработанных зон. При этом ускоренное продвижение фронта вытеснения нефти водой по высокопроницаемым пластам приводит к прорывам воды и забоям добывающих скважин и, как следствие, возрастают объем попутно добываемой воды и затраты на ее нагнетание. Это в лучшем случае приводит к повышению себестоимости добычи нефти, а в худшем – выводу обводненной скважины из эксплуатации вместе с потерей неосвоенных запасов нефти, оставшихся в низкопроницаемых пластах [1].

Практика совместной закачки воды в несколько пластов приводит также к потере информации о фактических закачках воды в каждый из пластов. Насущной проблемой в разработке горизонтов с высокой неоднородностью поля проницаемости является неконтролируемая совместная закачка в два и более пластов, которые в свою очередь приводят к неравномерному охвату заводнением как по разрезу эксплуатационного объекта, так и по площади [2].

Поскольку многие месторождения на текущий момент находятся на поздней стадии разработки и разрабатываются в основном методом заводнения, то поиск путей оптимизации и дальнейшего совершенствования неэффективных систем ППД является актуальной задачей. В таких случаях для рациональной разработки многопластового месторождения одним из эффективных инструментов является технология одновременно-раздельной закачки (далее ОРЗ) [3]. Технология ОРЗ представляет собой закачку технологической жидкости одной скважиной отдельно в разные пласты при разном давлении для более равномерной выработки пластов [4]. Так как на территории Республики Казахстан месторождений с богатым опытом реализации системы ОРЗ очень мало, данная работа является практическим примером и ярким образцом в пути преодоления вызовов, связанных с системой заводнения.

Методы и материалы исследования. Горизонт М-II-1 представляет собой меловой горизонт, приуроченный к отложениям Арыкумского горизонта, коллектора которого представлены переслаиванием песчаников, песков и алевролитов. Диапазон глубин колеблется в пределах от -1470 до -1670 м. Структура разделена на 2 купола: Северный и Южный. По условиям осадконакопления делится на 4 пласта: М-II-1D, М-II-1С, М-II-1В, М-II-1А, имеющих единую гидродинамическую связь, т.е. один контакт нефть-вода. Разработка данного объекта предусматривает неравномерную сетку размещения скважин плотностью 12,25 га/скв. (расстояние между скважинами – 350 м). Поддержание пластового давления ведется внутриконтурной закачкой [5].

Фильтрационно-емкостные свойства пластов довольно значительно отличаются друг от друга (*таблица 1*), за исключением пропластка М-II-1D. Все остальные пропластки характеризуются хорошей пористостью и проницаемостью. К тому же пласт М-II-1D характеризуется высокими значениями глинистости. На *рисунке 1* представлен продольный геологический профиль куба литологии по Северному своду горизонта М-II-1. Данные факты говорят о том, что продолжение поддержания ППД на этом объекте посредством обычной закачки агента не будет эффективным, так как закачиваемый агент будет поглощаться пластами с наиболее высокой проницаемостью. 1-го января 2021 г. выработка по горизонту М-II-1 составляла 54%.

Заводнение добываемой продукции находилось на уровне 76%. Текущее значение коэффициента извлечения нефти составляет 0,2 доли ед. при утвержденном 0,38 доли ед. С начала разработки в пласт закачено 2 810 тыс. м³ воды, и накопленная компенсация составляет 29 % (рисунок 1).

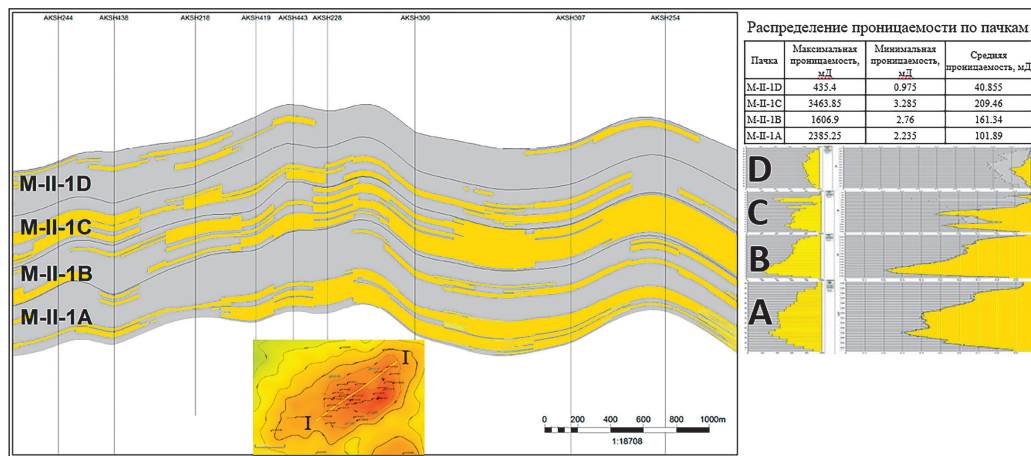


Рисунок 1 – Продольный геологический профиль куба по линии I-I

Таблица 1 – Статистика проницаемости пропластков горизонта М-II-1

Пропласток	Макс. проницаемости		Миним. проницаемости		Средняя проницаемость		Коэф. вариации	
	Русло	Нерусл	Русло	Нерусл	Русло	Нерусл	Русло	Нерусл
М-II-1D	510.91	359.96	1.26	0.69	61.94	19.77	0.51	0.52
М-II-1C	5057.02	1870.76	4.62	1.95	342.16	76.76	0.59	0.55
М-II-1B	1995.98	1217.97	2.75	2.77	211.38	111.3	0.56	0.63
М-II-1A	4391.84	378.78	2.92	1.55	151.69	52.09	0.52	0.58

Технология одновременно-раздельной закачки. ОРЗ – технология, позволяющая производить дифференцированное воздействие на геологические разнородные эксплуатационные объекты и предполагающая использование скважин с многопакерными (многосекционными) компоновками [6].

Суть метода заключается в последовательно-секционном монтаже скважинной многопакерной установки, что в свою очередь повышает надежность посадки и последующего извлечения из скважины каждого из пакеров в отдельности, в целом улучшая герметичность разобщения пластов между собой по затрубному пространству, и снижает аварийность. Каждая секция устанавливается соответственно на отдельный эксплуатационный пласт (пропласток) и обеспечивает дифференциальное воздействие на каждый из них, давая возможность индивидуального исследования и оптимального подбора штуцерного оборудования для каждого из разобщаемых объектов. Количество возможных секций может варьироваться от 2 до 6 (рисунок 2) [7].

Идея дифференциального воздействия на каждый эксплуатационный объект воплощается с помощью регуляторов-штуцеров, устанавливаемых в соответствую-

ющие скважинные камеры, через которые и ведется закачка. Замена регуляторов – основных элементов регулирования расхода закачиваемой воды (так называемая регулировка) производится с использованием канатной техники. Для полной изоляции одного или нескольких из разобренных пластов в соответствующие скважинные камеры устанавливают глухие пробки [8]. В *таблице 2* представлена информация результатов регулировки штуцера на нагнетательной скважине Х001.

Недостатками данной технологии являются необходимость привлечения геофизиков для определения профиля приемистости и неудобство регулирования штуцеров с помощью канатной техники.

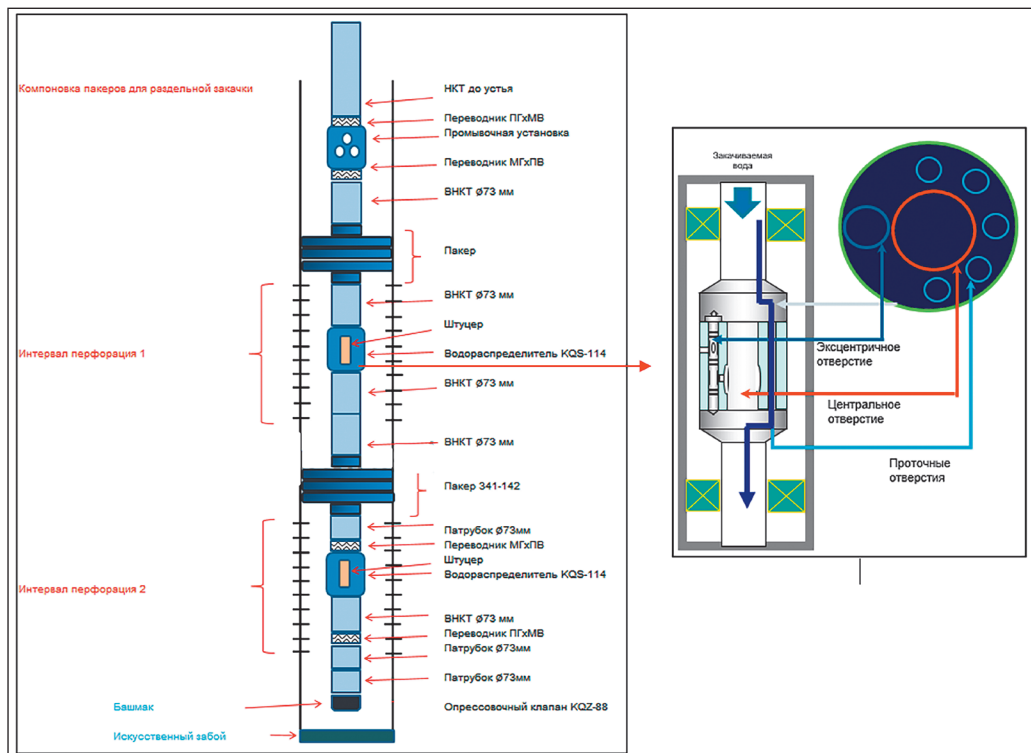


Рисунок 2 – Конструкция установки оборудования раздельной закачки

Таблица 2 – Результаты регулировки штуцера на нагнетательной скважине Х001

Пласт	до регулировки			после регулировки		
	штуцер, мм	объем закачки, м ³ /сут	доля закачки, %	штуцер, мм	объем закачки, м ³ /сут	доля закачки, %
М-II-1D	5.8	105	31%	3	78	23%
М-II-1C	4.4	141	41%	2.4	60	18%
М-II-1B	4.6	95	28%	3	174	51%
Итого		341			313	

История внедрения технологии. В целях реализации внедрения технологии ОРЗ в 2014 году было принято решение использовать технику, предложенную Дацинским институтом, которая ранее была успешно опробована на месторождениях Дацин.

Для оценки применимости ОРЗ в горизонте М-II-1 месторождения Акшабулак Центральный был проведен анализ по 3-м основным условиям: геология, разработка и технология. В соответствии с информацией, имеющейся в открытом доступе, анализ применимости также был проведен по следующим месторождениям: Узень, Каламкас и Жетыбай. Согласно анализу все вышперечисленные месторождения, кроме Узень, соответствуют минимальным требованиям для ОРЗ (таблица 3).

Таблица 3 – Условия применяемости ОРЗ

Напр-ние	Параметры	м/р Акш.Центр		м/р Узень		м/р Каламкас		м/р Жетыбай		
		Артезианская вода	Сточная вода	Морская вода	Альбеноман	Сточная вода	Альбеноман	Сточная вода	Морская вода	Альбеноман
По геологии	Тип залежи	Ограничений нет								
	Глубина залежи									
	Толщина нефтяного пласта	> 1 м					> 5,8 м	> 5,8 м	> 5,8 м	
	Толщина глинистой перемычки	> 1,5 м					Ю-9 и Ю-10 =1 м Остальные гор >1,5м			
По разработке	Расстояние между доб. и нагн. скв.	Нет категорических ограничений, в пределах сетки скважин								
	Различие в проницаемости по пластам / приемистость по ГИС-к	> 1/2								
По технологии	Температурные условия	Менее 120°С	58-84 °С	58-84 °С	58-84 °С	39-43 °С	39-43 °С	80-101 °С	80-101 °С	80-101 °С
	Содержание КВЧ	< 30 мг/л	167,3 мг/л			<30 мг/л		<30 мг/л		

Внедрение ОРЗ на горизонте М-II-1 условно состоит из 3 основных этапов:

I этап – пилотное внедрение системы ОРЗ в 7 скважинах в период 2015-2016 гг. Из них в 5-ти скважинах было установлено оборудование ОРЗ, а в остальных 2-х – проводилась закачка без установки оборудования;

II этап – локальное расширение системы ОРЗ в 2019 г. Под закачку переведены дополнительно 5 скважин, и в 1-й из них, где ранее проводилась закачка без установки ОРЗ, было установлено оборудование ОРЗ;

III этап – масштабное расширение системы ОРЗ в период 2020-2021 гг. Бурение новых 10-ти нагнетательных и 6 добывающих скважин, а также перевод под закачку 4-х нефтяных скважин.

Результаты и обсуждение. Для расчета объема дополнительной добычи нефти применялись методы характеристики вытеснения (далее ХВ) и кривой истощения пласта (Арпс).

Для построения ХВ применили принцип выбора базового периода, который основывался на сличении полученных результатов расчета с фактической историей

базового периода. Таким образом, для Северного купола наиболее точным показал себя период с августа 2014 г. по май 2015 г., для Южного свода – с января 2015 г. по ноябрь 2015 г. В качестве неотъемлемого условия было принято зафиксировать дебит жидкости (среднее значение за последние 3 месяца) как постоянную величину в расчетах.

Наиболее подходящей методикой ХВ для расчета добычи для нашего случая являются методы Камбарова и Пирвердяна [9].

Для выбора приоритетной методики расчетная добыча сопоставлялась с фактической добычей за базовый период. Для дальнейших расчетов принималось арифметическое среднее по трем методикам, обладающим высоким коэффициентом аппроксимации [10]. Дополнительная добыча нефти от реализации ОРЗ, рассчитанная методом ХВ за период 2015 – 2021 гг., составляет 254 070 т.

Наряду с расчетами по ХВ провели контрольный расчет по методу кривой падения добычи нефти. Весьма благоприятными периодами с высокими коэффициентами аппроксимации по кривой стали: для северного купола с 1/2014 г. по 1/2015 г., базовый фонд – 9 ед., годовой процент падения – 25,9%; для южного купола с 1/2014 г. по 12/2014 г., базовый фонд – 10 ед., годовой процент падения – 19,2%. Таким образом, дополнительная добыча нефти по методу кривой падения добычи от эффекта системы ОРЗ за период 2015 – 2021 гг. составила 383 572 т.

Дополнительная добыча нефти, рассчитанная на гидродинамическом симуляторе за период 2021 – 2025 гг., составила 363 792 т. На *рисунке 3* представлено сопоставление базовой добычи с фактической добычей нефти. Снижение добычи в 2020 – 2021 гг. связано с эпидемиологической ситуацией в 2020 году. В течение 2020 г. работы по расширению системы ОРЗ и регулированию штуцеров были приостановлены и возобновлены лишь во второй половине 2021 г.

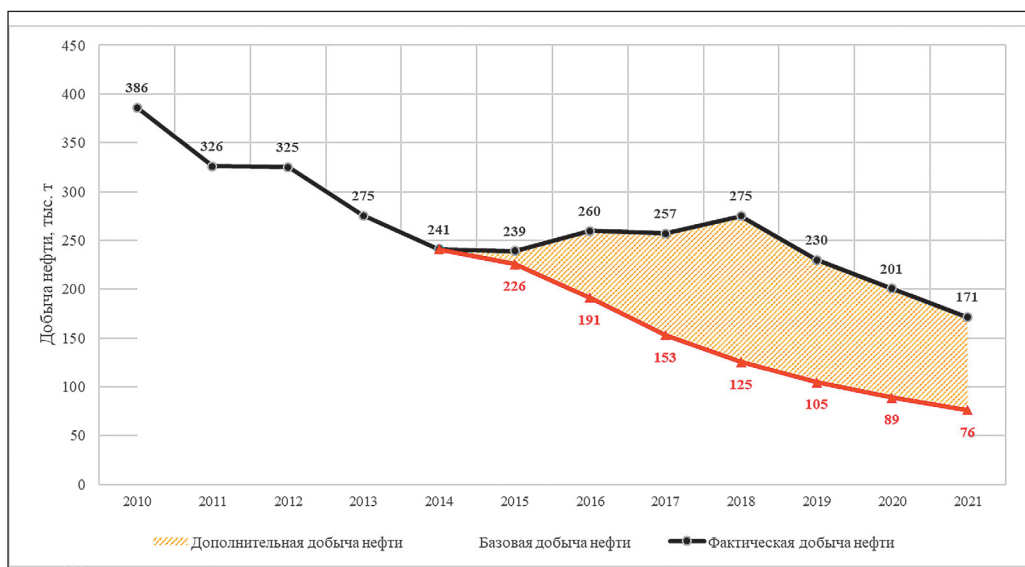


Рисунок 3 – Динамика добычи нефти по горизонту М-II-1 месторождения Акшабулак Центральный

Таблица 4 – Результаты расчетов дополнительной добычи нефти

Методика	Северный купол	Южный купол	Итого по горизонту
Характеристики вытеснения	83 891	170 363	254 070
Кривое падение добычи (Decline Curve analysis)	174 807	208 765	383 572
Гидродинамическая модель	152 793	210 999	363 792
Арифметическое среднее	137 164	196 800	333 964

На горизонте М-II-1 после старта проекта ОРЗ проводились различные ГТМ и бурение новых добывающих скважин, которые были предусмотрены проектом реализации ОРЗ. Существует сложность отдельной оценки эффекта ГТМ и системы ОРЗ, так как без внедрения системы поддержания энергетического состояния залежи и точечного вытеснения нефти в скважинах, где были проведены ГТМ, не существовал бы потенциал для проведения ГТМ [11-13].

Анализ распределения добычи нефти по результатам PLT исследований наглядно демонстрирует эффективность системы ОРЗ в вопросе улучшения охвата и вовлечения в добычу ранее не тронутых запасов нефти в пласте. На *рисунке 4* представлена динамика изменения профиля притока на примере скважины Х002. Необходимо отметить, что по сравнению с 2015 г. в 2016 г. заводнение по данной скважине снизилось на ~60 % после внедрения системы ОРЗ.

Основываясь на положительных результатах ОРЗ по 1-му объекту разработки, было принято решение расширить зону действия ОРЗ с охватом нескольких эксплуатационных объектов. В 2021 г. на 4-х скважинах с установленной компоновкой ОРЗ проведены дострелы IV эксплуатационного объекта и модернизация текущей компоновки. На текущий день говорить об эффективности данных работ не представляется возможным в связи с отсутствием достаточного периода после проведения мероприятий. Однако, уже сейчас наблюдается незначительный рост пластового давления на IV объекте [14].

Если предположить, что существенная доля закачиваемого агента будет поступать в относительно высокопроницаемый пласт «В», это привело бы к форсированному заводнению добывающих скважин с работающими интервалами на данном пласте. Такое явление мы наблюдали в начале внедрения системы ППД. Для решения данной сложности, возможно, мы совсем отказались бы от проведения закачки в данный пласт, сфокусировавшись на пластах «D» и «C» по отдельности. Такое поведение непременно привело бы к оставлению целиков нефти в пласте «В».

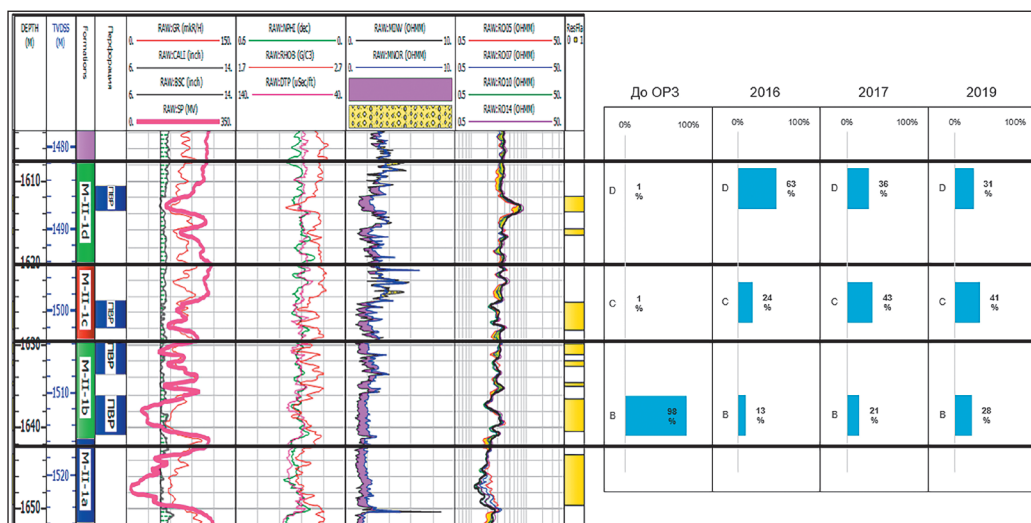


Рисунок 4 – Сравнение распределения добычи по пластам по скважине X002 до и после внедрения системы ОРЗ

Выводы.

1. Благодаря реализации ОРЗ на горизонте М-II-1 были достигнуты следующие результаты:

а) вовлечены в разработку неработающие интервалы нагнетательных скважин, что привело к увеличению добычи нефти на ~20% за счет дифференцированного и управляемого воздействия на каждый из пластов и повышения степени охвата заводнением;

б) увеличение коэффициента нефтеотдачи на ~2%;

с) нестационарное воздействие на пласты путем регулировки объемов закачки с определенной периодичностью, которые в свою очередь спровоцировали перераспределение фильтрационных потоков в пласте [15];

д) контроль разработки отдельных пластов.


2. Преимуществом системы ОРЗ следует считать легкость регулировки штуцеров без подхода станка. Кроме того, при проведении ремонтных работ на скважинах отсутствуют какие-либо осложнения.

3. Благодаря реализации ОРЗ на разных объектах разработки сэкономлено ~1 000 млн тенге на бурение нагнетательных скважин.

4. Несмотря на успешность реализации, в процессе эксплуатации были выявлены следующие недостатки: снижение приемистости по отдельным штуцерам по причине загрязнения внутреннего сечения и увеличение приемистости по причине износа штуцера. Процедура проведения периодичных замеров профиля приемистости по пластам и регулировки штуцеров проводится с привлечением специальной техники и специалистов, что естественно сказывается на экономике.

5. Отсутствие или недостаточное количество (менее 50% охвата от всего фонда) замеров профиля притока на добывающих скважинах создает трудности при оценке выработанности отдельных пластов. Для решения задачи планируется составление

опорной сетки по добывающим скважинам с длительной историей разработки с целью непрерывного мониторинга охвата по вертикали (проведение PLT, ГДИС и т.д.). На данный момент рассматриваются варианты внедрения системы байпасирования (Y-tool), с помощью которых можно проводить геофизические исследования без остановки скважин. Преимуществами данной системы являются отсутствие потери нефти и более точные результаты исследования, так как исследования будут проводиться на скважинах, которые уже работают на установившихся режимах.

6. В перспективе планируется перераспределение истории добычи по пластам на добывающих скважинах на емкостно-резистивной модели (CRM) с применением нейросетевых технологий, используя историю PLT исследований на добывающих скважинах и распределенную закачку по пластам на нагнетательных скважинах. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Канбаева Ж.С. Анализ эффективности внедрения технологии одновременно-раздельной закачки // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2021. – Т. 3, №3. – С. 82-86. [Kanbaeva J.S. Analiz effektivnosti vnedreniya tehnologii odnovenno-razdel'noy zakachki // Vestnik neftegazovoy otrasli Kazakhstana. – 2021. – Т. 3, №3. – С. 82-86.]
- 2 Бакиров И.М. Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в различных геолого-физических условиях. – Уфа, 2012. – С. 52. [Bakirov I.M. Razvitie system razrabotki neftyanyh mestorozhdeniy s primeneniem zavodneniya v razlichnyh geologo-fizicheskikh usloviyah. – Ufa, 2012. – S. 52.]
- 3 Крутоков Б. С. Развитие методов раздельной закачки воды и раздельного отбора нефти в СССР и США. Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. – С. 94.] [Krutokov, B.S. Razvitie metodov razdel'noy zakachki vody i razdel'nogo otbora nefti v USSR i USA. Opyt odnovennoy razdel'noy ekspluatatsii neskol'kih plastov cherez odnu skvazhinu. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. – S. 94.]
- 4 Тарифов К. М. Одновременно-раздельная эксплуатация пластов в ОАО «Татнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 2011. – С. 55. [Tarifov K.M. Odnovenno-razdel'naya ekspluatatsiya plastov v ОАО «Tatneft». – М.: Neftyanoe hozyaystvo, 2011. – S. 55.]
- 5 Булекбаев З.Е., Воцалевский Э.С., Искужиев Б.А., Камалов С.М., Коростышевский М.Н., Куандыков Б.М., Куантаев Н.Е., Марченко О.Н., Матлошинский Н.Г., Нажметдинов А.Ш., Филиппев Г.П., Шабатин И.В., Шахабаев Р.С., Шудабеев К.С. Месторождения нефти и газа Казахстана. – Алматы, 1997. – С. 234. [Bulekbaev Z.E., Vocalevskiy E.S., Iskuzhiev B.A., Kamalov S.M., Korostyshevskiy M.N., Kuandykov B.M., Kuantaev N.E., Marchenko O.N., Matloshinskiy N.G., Nazhmetdinov A.SH., Filip'ev G.P., Shabatin I.V., Shahabaev R.S., Shudabaev K.S. Mestorozhdeniya nefti i gaza Kazakhstana. – Almaty, 1997. – S. 234.]
- 6 Азизов Ф.Х. Опыт применения технологии ОРРНЗО. Установки ОРЗ, ОРД и компоновки для изоляции негерметичностей эксплуатационной колонны // Инженерная практика. – 2011. – №3. – С. 101. [Azizov F.H. Opyt primeneniya tehnologii ORRNZO. Ustanovki ORZ, ORD i komponovki dlya izolyatsii negermetichnostey ekspluatatsionnoy kolonny // Inzhenernaya praktika. – 2011. – № 3. – S. 101.]
- 7 Досказиева Г.Ш., Сайпеденов А.С., Омирбекова А.Н. О возможности применения технологии ОРЗ в многопластовых месторождениях при проектировании III стадии разработки // Евразийский союз ученых. – 2020. – №11 (80). – С. 22. [Doskazieva G.SH., Saypedenov A.S., Omirbekova A.N. O vozmozhnosti primeneniya tehnologii ORZ

- v mnogoplastovykh mestorozhdeniyah pri proektirovaniy III stadia razrabotki // Evraziyskiy Souz Uchenykh. – 2020. – №11 (80). – S. 22.]
- 8 Заббаров Р.Г., Гарифов К.М., Фадеев В.Г., Ахметкалиев Р.Н. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов // Нефтегазовая вертикаль – 2006. – №12. – С. 54-57. [Zabbarov R.G., Garifov K.M., Fadeev V.G., Ahmetkaliev R.N. Odnovremenno-razdel'naya ekspluatatsiya dvuh plastov // Neftegaovaya vertikal'. – 2006. – №12. – S. 54-57.]
 - 9 Савельев В.А., Токарев М. А., Чинарев А.С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи. – Ижевск, 2008. – С. 87-89. [Savel'ev V.A., Tokarev M.A., Chinarev A.S. Geologo-promyslyvye metody prognoza nefteotdachi. – Izhevsk, 2008. – S. 87-89.]
 - 10 РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. – Москва, 1987. – с. 22. [RD 39-0147035-209-87. Metodicheskoe rukovodstvo po opredeleniyu tehnologicheskoy effektivnosti gidrodinamicheskikh metodov povysheniya nefteotdachi plastov. – Moskva, 1987. – S. 22.]
 - 11 Tarek Ahmed. Reservoir engineering hand book, Second edition // Gulf Professional Publishing – 2001. – С. 865-866.
 - 12 Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров // Институт компьютерных исследований. – Москва-Ижевск, 2008. – С. 625-629. [Deyk L.P. Prakticheskiy inzhiniring rezervuarov // Institut komputernykh issledovaniy. – Moskva-Izhevsk, 2008. – S. 625-629.]
 - 13 Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1998. – С. 184-186. [Jeltov U.P. Razrabotka neftyanyh mestorozhdeniy: Uchebnik dlya vuzov. – M.: Nedra. 1998. – S. 184-186.]