

УДК 622.280; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-6.06>

<https://orcid.org/0000-0002-4258-7933>

<https://orcid.org/0000-0002-7735-5980>

<https://orcid.org/0000-0003-1588-3144>

<https://orcid.org/0000-0003-1721-119X>

<https://orcid.org/0000-0003-3807-2774>

<https://orcid.org/0000-0003-1248-8747>

<https://orcid.org/0000-0002-5615-2711>

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА НА УЧАСТКЕ «ЗАПАД» МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС



**А.Т. ЖОЛБАСАРОВА<sup>1</sup>**,  
кандидат технических наук,  
ассоциированный профессор,  
[akshyryn.zholbassarova@  
yu.edu.kz](mailto:akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz)



**О.Ф. ХАЙИТОВ<sup>2</sup>**,  
доктор геол.-мин. наук,  
профессор,  
[o\\_hayitov@mail.ru](mailto:o_hayitov@mail.ru)



**М.Д. САРБОПЕЕВА<sup>1</sup>**,  
PhD, ассоциированный  
профессор,  
[manshuk.sarbopiyeva@yu.edu.kz](mailto:manshuk.sarbopiyeva@yu.edu.kz)



**М.Т. ТАБЫЛГАНОВ<sup>1</sup>**,  
кандидат технических наук,  
ассоциированный профессор,  
[maxat.tabylganov@yu.edu.kz](mailto:maxat.tabylganov@yu.edu.kz)

**Р.У. БАЯМИРОВА**<sup>1</sup>, кандидат технических наук, ассоциированный профессор,  
*ryskol.bayamirova@yu.edu.kz*

**Д.С. САДУАКАСОВ**<sup>1</sup>, кандидат технических наук, ассоц. профессор  
*danabek.saduakassov@yu.edu.kz*

**А.Р. ТОГАСHEBA**<sup>1</sup>, кандидат технических наук, ассоциированный профессор,  
*aliya.togasheva@yu.edu.kz*

<sup>1</sup>КАСПИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИИ И ИНЖИНИРИНГА ИМ. Ш. ЕСЕНОВА  
Республика Казахстан, 130000, г. Актау, 32 мкр.

<sup>2</sup>ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ.И.А. КАРИМОВА  
Республика Узбекистан, 700095, г. Ташкент, ул. Университетская, 2

*Представлен анализ эффективности технологии полимерного заводнения на участке «Запад». Основной целью исследования являлось оценить влияние закачки полимерного раствора на увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) и снижение обводненности продукции. В ходе эксперимента использовался полимерный раствор на основе полиакриламида (ПАА), который вводился в пласт с низкой проницаемостью. Для оценки эффективности проводился мониторинг изменений дебита жидкости, нефти и воды, а также анализ динамики давления в скважинах. Результаты исследования показали, что закачка полимерного раствора позволила существенно повысить нефтеотдачу пласта, увеличив КИН на 3,8 % по сравнению с традиционными методами заводнения. Также было выявлено снижение обводненности продукции на 9,3 % благодаря улучшению распределения потоков жидкости в пласте. Данные результаты подтверждают целесообразность применения полимерного заводнения для повышения эффективности добычи на участках с аналогичными геолого-физическими условиями.*

*Проведенное исследование может служить основой для оптимизации схем разработки месторождений и внедрения новых технологий повышения нефтеотдачи на других объектах.*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** полимерное заводнение, полиакриламид, нефтеотдача пласта, коэффициент извлечения нефти (КИН), обводненность, участок «Запад».

## ҚАЛАМҚАС КЕН ОРНЫНЫҢ "БАТЫС" УЧАСКЕСІНДЕ ПОЛИМЕРЛІ ЕРІТІНДІНІ АЙДАУ ТИІМДІЛІГІН ТАЛДАУ

**А.Т. ЖОЛБАСАРОВА**<sup>1</sup>, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,  
*akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz*

**О.Г. ХАЙТОВ**<sup>2</sup>, геология-минералогия ғылымдарының докторы, тұран ғылым академиясының академигі, профессор, *o\_hayitov@mail.ru*

**Р.У. БАЯМИРОВА**<sup>1</sup>, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,  
*ryskol.bayamirova@yu.edu.kz*

**М.Д. САРБОПЕЕВА**<sup>1</sup>, Phd, қауымдастырылған профессор,  
*manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz*

**М.Т. ТАБЫЛГАНОВ**<sup>1</sup>, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,  
*maxat.tabylganov@yu.edu.kz*

**Д.С. САДУАКАСОВ**<sup>1</sup>, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,  
*danabek.saduakassov@yu.edu.kz*

**А.Р. ТОГАСHEBA**<sup>1</sup>, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,  
*aliya.togasheva@yu.edu.kz*

<sup>1</sup>Ш. ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ МЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНОЛОГИЯ  
ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТИ,  
Қазақстан Республикасы, 130000, Ақтау қаласы, 32 мкр.

<sup>2</sup>И.КАРИМОВ АТЫНДАҒЫ ТАШКЕНТ МЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТИ,  
Өзбекстан Республикасы, 700095, Ташкент қаласы, Университетская көшесі, 2

Бұл мақалада "Батыс" учаскесінде полимерлі суландыру технологиясының тиімділігін талдау ұсынылған. Зерттеудің негізгі мақсаты полимерлі ерітіндіні айдаудың мұнай өндіру коэффициентін (МӨК) арттыруға және өнімнің сулануын төмендетуге әсерін бағалау болды. Эксперимент барысында полиакриламидке (ПАА) негізделген полимерлі ерітіндіні қолданды, ол өткізгіштігі төмен қабатқа енгізілді. Тиімділікті бағалау үшін сұйықтық, мұнай және су дебитінің өзгеруіне мониторинг, сондай-ақ ұңғымалардағы қысым динамикасына талдау жүргізілді. Зерттеу нәтижелері көрсеткендей, полимерлі ерітіндіні айдау дәстүрлі суландыру әдістерімен салыстырғанда МӨКін 3,8% - ға арттыра отырып, қабаттың мұнай бергіштігін едәуір арттырды. Сондай-ақ, қабаттағы сұйықтық ағындарының таралуын жақсарту арқылы өнімнің сулануының 9,3% - ға төмендеуі анықталды. Бұл нәтижелер геологиялық-физикалық жағдайлары ұқсас учаскелерде өндіру тиімділігін арттыру үшін полимерлі суландыруды қолданудың орындылығын растайды.

Жүргізілген зерттеу кен орындарын игеру схемаларын оңтайландыруға және басқа объектілерде мұнай беруді арттырудың жаңа технологияларын енгізуге негіз бола алады.

**ТҮЙІН СӨЗДЕР:** полимерлі суландыру, полиакриламид, қабаттың мұнай беруі, мұнай өндіру коэффициенті (МӨК), суландыру, "Батыс" учаскесі.

## ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF POLYMER SOLUTION INJECTION AT THE "WEST" SECTION OF THE KALAMKAS FIELD

A.T. ZHOLBASAROVA<sup>1</sup>, Ph. Sci, Associate Professor, [akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz](mailto:akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz)

O.G. KHAYITOV<sup>2</sup>, Doctor of geological-mineralogical sciences, academician of the Turan Academy of Sciences, Professor, [o\\_hayitov@mail.ru](mailto:o_hayitov@mail.ru)

R.Y. BAYAMIROVA<sup>1</sup>, Ph. Sci, Associate Professor, [ryskol.bayamirova@yu.edu.kz](mailto:ryskol.bayamirova@yu.edu.kz)

M.D. SARBOPEYEVA<sup>1</sup>, Ph. Sci, Associate Professor, [manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz](mailto:manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz)

M.T. TABYLGANOV<sup>1</sup>, Ph. Sci, Associate Professor, [maxat.tabylganov@yu.edu.kz](mailto:maxat.tabylganov@yu.edu.kz)

D.S. SADUAKASOV<sup>1</sup>, Ph. Sci, Associate Professor, [danabek.saduakassov@yu.edu.kz](mailto:danabek.saduakassov@yu.edu.kz)

A.R. TOGASHEVA<sup>1</sup>, Ph. Sci, Associate Professor, [aliya.togasheva@yu.edu.kz](mailto:aliya.togasheva@yu.edu.kz)

<sup>1</sup>CASPIAN STATE UNIVERSITY OF TECHNOLOGIES AND ENGINEERING  
NAMED AFTER Sh.YESSENOV

32 md Aktau, 130000, Republic Kazakhstan

<sup>2</sup>TASHKENT STATE TECHNICAL UNIVERSITY NAMED AFTER I.KARIMOV  
Universitetskaya st, 2, Tashkent, 700095, Republic Uzbekistan

*This article presents an analysis of the effectiveness of polymer flooding technology at the Zapad site. The main purpose of the study was to evaluate the effect of injection of a polymer solution on increasing the oil recovery coefficient (ORC) and reducing the water content of products. During the experiment, a polymer solution based on polyacrylamide was used, which was injected into a formation with low permeability. To assess the effectiveness, changes in the flow rate of liquid, oil and water were monitored, as well as an analysis of pressure dynamics in wells. The results of the study showed that the injection of a polymer solution made it possible to significantly increase the oil recovery of the reservoir, increasing the ORC by 3.8% compared with traditional flooding methods. It was also revealed a decrease in the water content of products by 9.3% due to an improvement in*

*the distribution of fluid flows in the reservoir. These results confirm the expediency of using polymer flooding to increase the efficiency of mining in areas with similar geological and physical conditions.*

*The conducted research can serve as a basis for optimizing field development schemes and the introduction of new technologies to enhance oil recovery at other facilities.*

**KEY WORDS:** *Polymer flooding, polyacrylamide, oil recovery, oil recovery coefficient (ORC), waterlogging, section "West".*

**В**ведение. Полимерное заводнение – это метод повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), в котором используются полимеры с высокой молекулярной массой ( $M_w$ ) для увеличения вязкости закачиваемой воды (т.е. снижения подвижности воды), тем самым повышая эффективность очистки пласта при вытеснении вязкой нефти. За последнее десятилетие в области полимерного заводнения произошли существенные экономические и технические улучшения, которые способствовали более масштабному применению в полевых условиях [1].

Поскольку полимер обычно является самой большой единовременной расходной статьёй при разливе полимеров, всегда будет высокий интерес к более дешевым или более экономичным полимерам. Из многих альтернативных полимеров, предложенных в последние годы, наиболее перспективными являются полиакриламид (АТБС) и акриламид-АТБС сополимеры [2,3]. Как будет обсуждаться позже, в зависимости от содержания вкладок эти полимеры могут демонстрировать впечатляющую термическую стабильность и низкую степень удержания в пластовых породах [4,5].

Заводнение полимерами привлекает большое внимание из-за технической зрелости некоторых коллекторов. Первое промышленное заводнение полимерами в Китае было проведено на нефтяном месторождении Дацин [6] и является одним из крупнейших в мире. Некоторые лабораторные испытания, проведенные исследователями из Дацина в Китае, продемонстрировал, что вязкоупругость высокомолекулярных полимеров играет важную роль в повышении эффективности перемещения. Таким образом, были использованы традиционные области применения и были получены новые данные о влиянии вязкоупругости полимеров на остаточную нефтенасыщенность (ОПН). Были проведены полевые испытания полимеров с высокой концентрацией высокомолекулярных соединений (ПВВМС) [7].

В документе [8] было предусмотрено бурение 420 скважин, в том числе 320 добывающих и 50 нагнетательных, с применением технологии ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах, технологии одновременно-раздельной закачки с 2018-2022 гг. в 95 нагнетательных скважинах и технологии закачки полимерных растворов с 2019-2023 гг. в 28 скважинах на горизонтах Ю-I, Ю-1С и Ю-IV.

На месторождении Каламкас в системе ППД для увеличения нефтеотдачи пластов, кроме закачки воды, применяется технология полимерного заводнения. По состоянию на 01.01.2021 г. количество нагнетательных скважин закачиваемой полимер составляет 13 единиц. Технологию полимерного заводнения реализует компания ТОО «Атриум Актобе».

**Материалы и методы исследования.** Для того чтобы получить такой коэффициент подвижности, необходимо в состав воды добавлять химические вещества. Тем самым вязкость закачиваемой воды увеличивается, а коэффициент подвижности должным образом уменьшается [9]. Для проведения работ по полимерному за-

воднению используется высокотехнологичное оборудование французского производства компании «SNF SAS». Данное оборудование имеет компактную структуру и оборудовано уникальными блоками размельчения и приготовления полимера, а также азотной станцией способствующей предохранению полимерного раствора деструкции. Предлагаемое оборудование обеспечивает закачку полимерного раствора одновременно, отдельно в 2 скважины.

Комплекс полимерного заводнения включает в себя мини-завод по приготовлению и закачке полимера, склад хранения сухого полимера, а также жилой модуль, расположенный рядом с комплексом. Весь комплекс располагается в 10-15 метрах от водораспределительного пункта (ВРП). Также предусмотрена компьютеризированная система контроля работы установки и параметров закачки полимерного раствора.

Действующая технологическая схема установки полимерного заводнения следующая: полимер в виде порошка хранится в бункере и подается с помощью дозирующего винта в аппарат PSU, где осуществляются разрезание каждой гранулы полимера, ступенчатое смачивание и смешивание. Затем раствор поступает в блок дозирования маточного раствора, где он достигает полной гидратации и растворения. Для максимальной защиты маточного полимерного раствора от преждевременного окисления и создания инертной среды в блоках дозревания, смонтирована азотная станция, которая обеспечивает непрерывную подачу азота в процессе приготовления полимерного раствора. Далее приготовленный маточный раствор при помощи дожимного насоса подается в узел закачки. Узел закачки – это два инъекционных насоса высокого давления, рассчитанных для закачки полимерного раствора в нагнетательные скважины.

На участке используется гидролизированный полиакриламид (ГПАА) марки Superpusher K-129 (производства SNF - Франция) с молекулярным весом  $\sim 14 \times 10^6$  Дальтон и анионностью  $\sim 19\%$ . Рабочая концентрация полимера составляет 1800-2000 мг/л, при этом вязкость раствора 17-21 сПз.

Оценка технологической эффективности выполнена на основе общепринятых характеристик вытеснения.

В специальной литературе отмечено, что наиболее эффективно полимерное заводнение при средней проницаемости  $0,02 \dots 2,3$  мкм<sup>2</sup> и динамической вязкости  $5 \dots 125$  мПа·с [10].

**Результаты и обсуждение.** По состоянию на 01.01.2021 г. на месторождении Каламкас работы по полимерному заводнению ведутся на трех участках:

1) Участок «Запад» горизонта Ю-1С, нагнетательные скважины №№ 2041 и 2049 – с 25.09.2014 г. (подрядная организация ТОО «Атриум-Актобе»).

2) Участок «Восток-2» горизонта Ю-1, нагнетательные скважины №№ 1131, 1132, 1137, 1138 – с 03.03.2018 г. (подрядная организация ТОО «Атриум-Актобе»).

3) Расширение участка «Восток-2» горизонта Ю-1, нагнетательные скважины №№ 1130, 1136, 1141, 1142, 1125, 1124, 8360 – с 21.06.2019 г. (подрядная организация ТОО «Атриум-Актобе»).

В данной статье мы рассмотрим участок «Запад».

Участок «Запад» приурочен к горизонту Ю-1С. Закачка полимерного раствора начата 25 сентября 2014 года в нагнетательные скважины 2041 и 2049. Анализ эффективности выполнен по состоянию на 01.01.2021 г. (таблица 1), (рисунок 1).

Таблица 1 – Характеристика участка «Запад»

Место дислокации	месторождение Каламкас, горизонт Ю-1
Дата начала ОПИ	25.09.2014 года
Фонд нагнетательных скважин, ед.	2 скважины: 2041, 2049
Фонд добывающих скважин, ед.	24 скважины: 86, 2312, 2313, 2314, 2322, 2323, 2335, 2336, 2337, 2346, 2347, 2359, 2360, 2361, 3281, 3299, 4281, 4282, 4287, 6038, 6147, 8956, 3273 (ЗБГС), 7044 (ГС)
Геологические запасы участка, тыс.т	5893
Поровый объем (PV) по линии добывающих скважин, тыс.м <sup>3</sup>	8365
КИН проектный, %	37,2
Проницаемость средняя, мД	946
Начальная температура пласта, °С	39
Вязкость нефти (в пл. усл.), сПз	15,0
Вязкость воды (в пл. усл.), сПз	0,83
Нефтенасыщенная толщина, м	17,8
Пористость, д. ед.	0,26
Минерализация пластовой воды, г/л	98,722
Расчлененность, д. ед.	3,29
Песчанистость, д. ед.	0,82
Плотность нефти (пов. усл.), т/м <sup>3</sup>	0,907
Плотность нефти (пл. усл.), т/м <sup>3</sup>	0,874

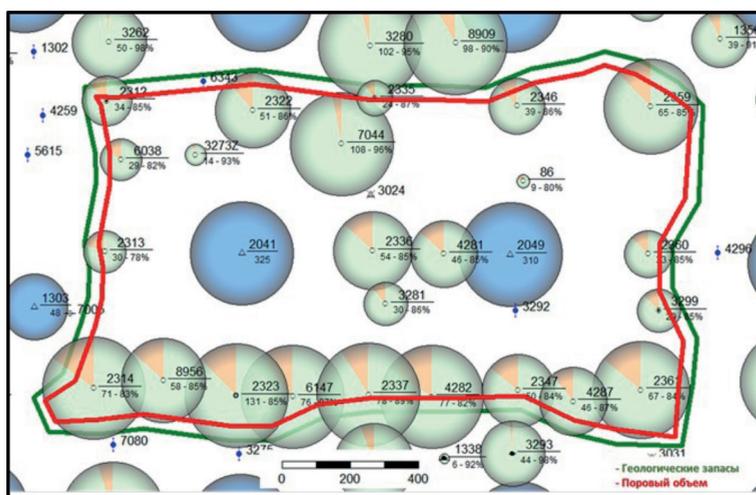


Рисунок 1 – Границы участка «Запад» горизонта Ю-1С

## Текущее состояние разработки опытного участка «Запад»

Анализ структуры фонда скважин и текущих дебитов, технологических показателей разработки.

**Участок Запад** находится на горизонте Ю-1С в западной части месторождения. В участок по состоянию на 01.01.2021 г. входят две нагнетательные скважины 2041, 2049 и 24 реагирующих добывающих скважин: 86, 2312, 2313, 2314, 2322, 2323, 2335, 2336, 2337, 2346, 2347, 2359, 2360, 2361, 3273 (ЗБГС), 3281, 3299, 4281, 4282, 4287, 6038, 6147, 7044 (ГС), 8956. Из них скважины 2312, 2335 и 3299 совместно эксплуатируют горизонты Ю-1С и Ю-2С. Все скважины участка Запад разрабатываются механизированным способом. Из них одна скважина 2323 эксплуатируется ЭЦН, остальные эксплуатируются ШГН.

В ликвидированном фонде находится одна нагнетательная скважина 3024.

Бездействующие скважины в пределах рассматриваемого участка отсутствуют.

За период 2010–2020 гг. четыре добывающие скважины были введены из бурения 6038 (23.05.2011 г.), 6147 (12.06.2012 г.), 7044 горизонтальной конструкции (05.05.2014 г.) и 8956 (23.02.2017 г.). Три добывающие скважины были переведены из другого горизонта 4287 (12.2013 г.), 4282 (02.2014 г.) и 3273 ББГС (07.2014 г.). Все три скважины переведены с горизонта Ю-1. Одна добывающая скважина была переведена на горизонт Ю-1 (3292).

Динамика основных технологических показателей разработки участка представлена в *таблице 2*.

По состоянию на 01.01.2021 г. по участку добыча нефти составила 63,3 тыс. т., жидкости – 477 тыс.т. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти участка поддерживается на уровне 2,9 %, от текущих извлекаемых запасов – 27,2 %. Сред-

*Таблица 2 – Динамика основных технологических показателей разработки, участок «Запад»*

№№ п/п	Показатели	Годы						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Добыча нефти, всего, тыс.т/год	42,0	54,2	60,9	73,2	73,0	68,9	63,3
	в т.ч. из новых скважин	2,3	0,0	0,0	4,4	0,0	0,0	0,0
	из другого объекта	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1629	1684	1744	1818	1891	1960	2023
3	Добыча жидкости, всего, тыс.т/год	399	425	443	487	501	489	477
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	6764	7189	7632	8118	8619	9108	9585
5	Обводненность среднегодовая (по весу), %	89,5	87,3	86,2	85,0	85,4	85,9	86,7
6	Среднесуточный дебит нефти 1 скв. т/сут	5,3	6,5	7,3	8,5	8,4	8,0	7,4
	в т.ч. из новых скважин	9,9	0,0	0,0	14,1	0,0	0,0	0,0
	из другого объекта	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Среднесуточный дебит жидкости 1 скв. т/сут	50,5	51,0	53,3	56,7	58,0	56,7	55,6
8	Темп отбора от нач. баланс. запасов, %	0,7	0,9	1,0	1,2	1,2	1,2	1,1
9	Темп отбора от нач. извл. запасов, %	1,9	2,5	2,8	3,3	3,3	3,1	2,9
10	Темп отбора от текущих запасов, %	6,9	9,6	12,0	16,3	19,5	22,9	27,2
11	Текущая нефтеотдача от запасов, д.ед.	0,277	0,286	0,296	0,308	0,321	0,333	0,343
12	Закачка рабочего агента годовая, тыс.м <sup>3</sup> /год	193,5	174,6	190,0	218,6	220,4	214,8	221,8
	в т.ч. раствора ПАА, тыс.м <sup>3</sup> /год	45,5	174,5	190,1	218,6	220,4	214,8	221,2
13	Накопленная закачка рабочего агента*, тыс.м <sup>3</sup>	2921	3096	3286	3505	3725	3940	4162
14	Расход сухого ПАА, т	111	336	362	409	416	401	417
15	Накопленный расход сухого ПАА, т	111	447	809	1218	1634	2035	2452
16	Компенсация отборов закачкой, %	87	71	72	75	75	75	70
17	Прием-ть нагнет. скв. 2041, 2049, м <sup>3</sup> /сут	273	242	273	299	310	315	319
18	Ввод добывающих скважин, ед.	3	0	0	1	0	0	0
	в т.ч. из бурения	1	0	0	1	0	0	0
	из другого горизонта	2	0	0	0	0	0	0
19	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0	0
20	Фонд доб. скважин на конец года, ед.	23	23	23	24	24	24	24
	в т.ч. действующих	23	23	23	24	24	24	24
21	Фонд нагн. скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2
	в т.ч. действующий на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2

негодовой дебит скважин по нефти составил 7,4 т/сут, по жидкости – 55,6 т/сут. Текущая обводненность составляет – 86,7 %.

В целом по участку на 01.01.2021 г. накопленная добыча нефти составила 2023 тыс. т, жидкости – 9585 тыс.т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составил 0,343 д.ед.

### Анализ энергетического состояния и компенсации

Разработка месторождения Каламкас осуществляется с поддержанием пластового давления закачкой рабочего агента в эксплуатируемые пласты с 1980 г. [11-15]

**Горизонт Ю-1С** разрабатывается с 1979 г. В августе 1982 г. начата закачка в пласты вытесняющего агента на участке Запад закачка полимерного раствора начата 25 сентября 2014 г. в нагнетательные скважины 2041 и 2049. По участку, начиная с 1990 г., наблюдалось снижение текущего отбора жидкости при увеличении обводненности на 33 %. С 1998 г. отмечается постепенное увеличение текущего отбора жидкости и объемов закачки вытесняющего агента. Объем закачиваемой жидкости в 2013 г. составил 169 тыс. м<sup>3</sup>, а в 2020 г. этот показатель увеличился до 222 тыс. м<sup>3</sup>. При расчете компенсации учитывалась закачка воды в пласт соседними нагнетательными скважинами.

По состоянию на 01.01.2021 г. по участку закачано холодной воды – 222 тыс. м<sup>3</sup>, раствора ПАА – 221,2 тыс. м<sup>3</sup>. Текущая компенсация отбора составила 79 %. Приемистость скважин 2041 и 2049 на дату анализа составила в среднем 319 м<sup>3</sup>/сут.

На 01.01.2021 г. накопленная закачка агента по участку составила 4162 тыс. м<sup>3</sup>, в том числе холодной воды – 2877 тыс. м<sup>3</sup>, раствора ПАА – 1285 тыс. м<sup>3</sup>. Для оценки энергетического состояния проанализированы режимы работающих скважин участка, результаты анализа обобщены в *таблице 3* и на *рисунке 2*.

**Таблица 3 – Динамика технологических параметров участка «Запад»**

Год	Ндин, м	қж, м <sup>3</sup> /сут	ДФДС, ед.	Қж, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м <sup>3</sup>	Компенсация, %
2013	175	48	20	358	169	87
2014	188	48	23	399	194	87
2015	216	59	23	425	175	71
2016	222	58	23	443	190	72
2017	231	59	24	487	219	75
2018	234	60	24	501	220	75
2019	259	58	24	489	215	75
2020	258	57	24	477	222	79
* Ндин, қж - данные технологического режима скважин, Действующий фонд добывающих скважин (ДФДС) и компенсация показана на конец года						

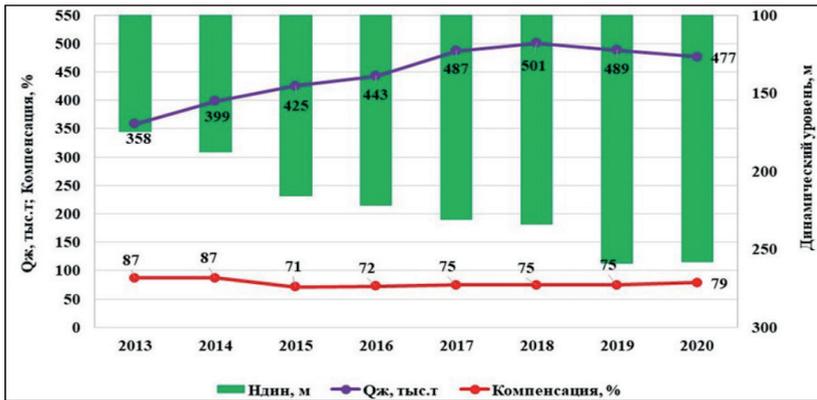


Рисунок 2 – Динамика показателей участка «Запад»

Как следует из представленных данных, в период с 2014 по 2019 год наблюдается увеличение фонда добывающих скважин [16-18], увеличения отборов жидкости, снижение компенсации отборов закачкой и как следствие снижение динамического уровня. В 2020 году наблюдается стабилизация отборов, компенсации и динамического уровня. Данные факторы свидетельствуют о стабилизации пластового давления после его снижения с 2013 года. По состоянию на 01.01.2021 г. компенсация отборов закачкой составила 79 %.

#### Анализ технологических параметров закачки полимерного раствора на участке «Запад»

Закачка полимерного раствора производится в нагнетательные скважины №2041 и №2049 со средними значениями объемов закачки 280 м<sup>3</sup>/сут в каждую (в зависимости от приемистости скважин).

Концентрация полимера в обеих скважинах будет одинаковой – от минимальной 0,5 г/л с увеличением в течение первых 9 дней до 4,0 г/л с целью отслеживания реакции пласта и скважин на закачку полимера.

После достижения максимальной концентрации закачка продолжена при концентрации 4,0 г/л последующие 19 дней. Цель – создание высоковязкого экрана.

После закачки высоковязкого экрана концентрация полимерного раствора снижена до концентрации 2,0 г/л в течение 2 дней.

В последующем до 2026 года (прокачка 30 % порового объема PV) в скважины 2041 и 2049 планируется продолжать закачку полимера с концентрацией 1,8-2,0 г/л со средними значениями объемов закачки 320 и 300 м<sup>3</sup>/сут соответственно.

#### Анализ эффективности полимерного заводнения на участке «Запад»

Оценка технологической эффективности выполнена следующим образом:

1) произведена оценка базового профиля добычи, который был бы получен без реализации полимерного заводнения, на основе интегральных кривых вытеснения.

2) подбор интегральных кривых вытеснения выполнен в ПО «Жулдыз», при этом учитывалось минимальное отклонение параметра «обводненность», полученного по кривым вытеснения, от фактического в базовый период (участка кривой, используемого для экстраполяции и прогноза базового профиля добычи).

3) по 21 реагирующей добывающей скважине (без учета скважин 3273 и 7044, введенных в эксплуатацию на рассматриваемом объекте за 2-4 месяца до начала закачки полимерного раствора) за базовый период принят период в 8 месяцев (фев.201 – сен.2014) – с начала ввода последней скважины 4282 из 21 ед. до начала реализации полимерного заводнения. Для прогноза базового профиля добычи приняты интегральные кривые вытеснения Камбарова ( $Q_n = a + b \cdot Q_{ж}$ ), Стасенкова ( $Q_n = a + b \cdot e^{-c \cdot Q_{ж}}$ ) и Ревенко ( $Q_n = a + b \cdot Q_{ж}(1-1/c)$ ):

- Камбаров  $Q_n = 2195492,93454216-4106662179721,29/Q_{жi}$ ;

- Стасенков  $Q_n = 1926289,41191783-2076453,34867576 \cdot \text{EXP}(-2,68479485074484E-07 \cdot Q_{жi})$ ;

- Ревенко  $Q_n = 2430281,12589285-81746552117,6367 \cdot Q_{жi}^{(1-1,73018024878885)}$ .

4) по реагирующей скважине 3273 приняты за базовый период 7 месяцев (05.2015– 11.2015), интегральные кривые Говорова-Рябинина ( $\text{Ln}(Q_v) = a + b \cdot \text{Ln}(Q_{ж})$ ) и Абызбаева ( $\text{Ln}(Q_n) = a + b \cdot \text{Ln}(Q_{ж})$ ):

- Говорова-Рябинина  $\text{Ln}(Q_v) = 2,80965267703749-1,56033917428155 \cdot \text{Ln}(Q_n)$ ;

- Абызбаев  $\text{Ln}(Q_n) = 1,12815787276172+0,699295871581491 \cdot \text{Ln}(Q_{ж})$ .

5) по реагирующей скважине 7044 приняты за базовый период 10 месяцев (02.2015 –11.2015), интегральные кривые Назарова-Сипачева ( $Q_{ж}/Q_n = a + b \cdot Q_v$ ) и Сипачева-Посевича ( $Q_{ж}/Q_n = a + b \cdot Q_{ж}$ ):

- Назаров-Сипачев  $Q_{ж}/Q_n = 4,15534041334981+7,63197167164201E-05 \cdot Q_v$ ;

- Сипачев-Посевич  $Q_{ж}/Q_n = 4,08731211755722+6,57395964951631E-05 \cdot Q_{ж}$ .

6) по трем скважинам 2312, 2335, 3299 совместно эксплуатирующим 2 горизонта Ю-1С и Ю-2С, в оценке учтена вся добыча нефти и жидкости из двух объектов.

7) исходя из анализа характеристик вытеснения, оценены прогнозные уровни добычи нефти и обводненности, которые были бы получены без реализации полимерного заводнения. Выполнено два расчета:

- базовый профиль – эффект от ИДН+ПНП: профиль добычи жидкости принят на уровне добычи (дебитов) за последние три месяца, предшествующие началу закачки полимерного раствора. Разница между базовым профилем и фактической добычей нефти является дополнительно добытой нефтью за счет реализации полимерного заводнения и сопутствующих ИДН.

- расчет с ПЗ – эффект от ПНП: профиль добычи жидкости принят на уровне фактических (после начала закачки полимерного раствора). Разница между базовым профилем и фактической добычей нефти является дополнительно добытой нефтью за счет реализации полимерного заводнения.

8) расчеты выполнены на основе данных месячных рапортов добычи.

### **Заключение и выводы.**

На основании результатов расчета по состоянию на 01.01.2021 г. (за 75 мес.):

- Прокачено 15,4 % порового объема;
- Дополнительная добыча нефти от ПНП+ИДН – 226 254 т;
- Снижение обводненности – 9,3 % (относительно базовой);
- Затрачено полимера – 2 452 т;
- Доп. добыча нефти от ПНП и ИДН на 1 тонну полимера – 92,3 т;
- Прирост КИН – 3,8 %.

После начала применения технологии полимерного заводнения на скважинах опытного участка проводили мероприятия по оптимизации насосного оборудования и увеличению отборов жидкости. В связи с этим эффект рассчитывался от интенсификации добычи нефти (ИДН) и повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) [18-21]. 

*Работа выполнена при поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант № AP19679430).*

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 R.S.Seright, Dongmei Wang. Polymer flooding: Current status and future directions // Petroleum Science 20. – 2023. – Pp.910-921. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.02.002>
- 2 Gaillard N., Giovannetti B., Leblanc T., Thomas A., Braun O., Favero C. Selection of customized polymers to enhance oil recovery from high temperature reservoirs // In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – 2015. <https://doi.org/10.2118/177073MS>
- 3 Rodriguez L., Antignard S., Giovannetti B., Dupuis G., Gaillard N., Jouenne S., Grassl B. A new thermally stable synthetic polymer for harsh conditions of middle east reservoirs // Society of Exploration Geophysicists. – 2018. <https://doi.org/10.1190/RDP2018-41754597.1>
- 4 Seright R.S., Brattekas B. Water shutoff and conformance improvement: an introduction // Petrol. Sci. 18 (1). – 2021. – Pp.450-478. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-0056-1>.
- 5 Seright R.S. The effects of mechanical degradation and viscoelastic behavior on injectivity of polyacrylamide solutions // SPE J. 23 (3). – 1983. – Pp.475-485. <https://doi.org/10.2118/9297-PA>
- 6 Seright D. R. Reservoir Sweep Improvement // SPE – 75178. – 2018.
- 7 Song K., Tao J., Lyu X., Xu Y., Liu S., Wang Z., Liu H., Zhang Y., Fu H., Meng E., et al. Recent Advances in Polymer Flooding in China // Molecules 2022, 27, 6978. <https://doi.org/10.3390/molecules27206978>.
- 8 Kulawardana E. U., Koh H., Kim D. H., Liyanage P. J., Upamali K., Huh C., & Pope G. A. // Rheology and Transport of Improved EOR Polymers under Harsh Reservoir Conditions. In SPE improved oil recovery symposium. Society of Petroleum Engineers. – 2012.
- 9 Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы // Бурение и нефть. – 2011 – №2 – с.22-26.
- 10 Bissengaliev M., Bayamirova R., Togasheva A., Zholbasarova A., Zaydemova Zh. Analysis of complications associated with the paraffinization of borehole equipment and measures to prevent them // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. – 2022. – № 3(453). – С. 76-88. <https://doi.org/10.32014/2022.2518-170X.181>.
- 11 Togasheva A.R., Bayamirova R.Y., Zholbassarova A.T., Sarbopееva, M.D., Arshidinova M.T. (2023). Pilot field tests of shock-wave treatment of wells at the fields of JSC Ozenmunaigas. International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 23(1.1). Pp.719–727. doi 10.5593/sgem2023/1.1/s06.86.
- 12 Ratov B.T., Chudik I.A., Fedorov B.V., Sudakov A.K., Borash B.R. Results of production tests of an experimental diamond crown during exploratory drilling in Kazakhstan // SOCAR Proceedings. – 2023. – N 2. –P. 023-029. <https://doi.org/10.5510/OGP20230200842>

- 13 Ratov B.T., Fedorov B.V., Omirzakova E.J., & Korgasbekov D.R. Development and improvement of design factors for PDC Cutter Bits // Mining Informational and Analytical Bulletin. – 2019a. – N 11. – P. 73–80. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-11-0-73-80>
- 14 Borash B.R., Biletskiy M.T., Khomenko V.L., Koroviaka Ye.A., Ratov B.T. Optimization of technological parameters of airlift operation when Drilling Water Wells // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. – 2023. – N (3). – P. 25–31. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-3/025>
- 15 Билецкий М.Т., Ратов Б.Т., Бораш А.Р., Муратова С.К. Разработка нового устройства для осуществления имплюзионного метода освоения скважин // Нефть и газ. – 2023. – 1(133). – С. 29–42. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.03>
- 16 Chernova M., Kuntsyak Y., Ratov B., Sudakov A., Nuranbayeva, B. Substantiation of the use of polymer-composite materials, which reduce the influence of dynamic friction forces of macrostructural surfaces, when drilling wells / SGEM International Multidisciplinary Scientific GeoConference EXPO Proceedings. – 2022. – <https://doi.org/10.5593/sgem2022/1.1/s03.049>
- 17 Zholbassarova A. T., Bayamirova R. Y., Ratov B. T., Khomenko V. L., Togasheva A. R., Sarbopeyeva M. D., Tabylganov M. T., Saduakasov D. S., Gusmanova A. G., & Ye. A. Koroviaka (2024). Development of technology for intensification of oil production using emulsion based on natural gasoline and solutions of nitrite compounds. SOCAR Proceedings, (2), 48-55. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20240200965>
- 18 Ratov, B. T., Mechnik, V. A., Khomenko, V.L., Ihnatov, A.O., & Kalzhanova, A.B. (2024). Influence of disperse-hardening additive chrome diboride on the structure of carbide matrixes of PDC drill bits. Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, (4), 27-34. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-4/027>
- 19 Rucki, M., Hevorkian, E., Ratov, B., & Mechnik, V. (2024). Study on properties of zirconia reinforced refractory matrix composites. 23rd International Scientific Conference Engineering for Rural Development Proceedings. <https://doi.org/10.22616/erdev.2024.23.tf038>
- 20 Khomenko, V., Pashchenko, O., Ratov, B., Kirin, R., Svitlychnyi, S., & Moskalenko, A. (2024). Optimization of the technology of hoisting operations when drilling oil and Gas Wells. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 1348(1), 012008. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1348/1/012008>
- 21 Ратов Б.Т., Куттыбаев А.Е., Муратова С.К., Сарбопеева М. Д., Калжанова А.Б., Жангирханова А.А. (2024). Подготовка смесей CrB<sub>2</sub> и формирование брикетов для композитов буровых долот. Журнал «Нефть и Газ», 2024 3(141). С.35-44. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-3.02>