

УДК: 622.276.6
МРНТИ 52.47.27

ОЦЕНКА И НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ

Б.А. Иманбаев, М.С. Сагындиқов, Р.М. Кушеков, М.О. Таджибаев
Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

Месторождение Узень находится на поздней стадии разработки, где средняя обводненность составляет более 90% за счет долголетнего традиционного заводнения. При этом текущая нефтенасыщенность коллектора составляет более 50%, что может обеспечить перспективное будущее месторождения. Согласно мировой практике применение химических методов увеличения нефтеотдачи способно обеспечить высокую выработку нефтяных залежей и продлить рентабельный период эксплуатации. Таким образом, учитывая текущее состояние м. Узень применение химических методов увеличения нефтеотдачи является особенно актуальным. Основным методом является полимерное заводнение, которое доказало свою высокую эффективность за 60 лет применения в индустрии.

Цель данной работы заключается в оценке и научном обосновании технологии полимерного заводнения к условиям м. Узень. Согласно данной цели, в первую очередь, был изучен мировой опыт полимерных заводнений, включая последние масштабные проекты на месторождениях Китая, США, Канады, Индии, Омана и других стран. Разработаны критерии эффективного применения полимерного заводнения и проведен скрининг геолого-физических характеристик всех объектов месторождения. В дополнение выполнен анализ фациальных карт и текущего состояния разработки для подбора потенциального участка пилотного испытания. Проведен обзор наземной инфраструктуры, анализ источников водоснабжения и характеристик различных полимеров для разработки проекта пилотного испытания технологии. Предварительные гидродинамические расчеты свидетельствуют о снижении обводненности, повышении добычи нефти и прироста нефтеотдачи на 7%. Технико-экономические исследования утверждают о рентабельности полимерного заводнения при цене на нефть более 55 долл. США/барр. Проведенные исследования являются основой для дальнейшего внедрения, адаптации и оптимизации полимерного заводнения.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, полимерное заводнение, нефтяное месторождение, пилотное испытание, скрининг.

Введение

Согласно статистике Enerdata (2021) [1], более 30% мирового энергопотребления сегодня осуществляется за счет горючего топлива, изготавливаемого из нефтепродуктов. Масштабное сокращение экономической активности в мире по причине карантинных мер повлекло за собой снижение мирового спроса на нефтепродукты. Однако с начала 2021 г. углеводородный рынок стабилизировался, и цена за барр. нефти достигла приемлемого уровня. Быстрый рост спроса говорит о важности роли нефти и продуктов её переработки в мировой промышленной индустрии. Учитывая дальнейший рост мирового спроса и потребление энергии в ближайшие десятилетия, реалистичным решением для

удовлетворения этой потребности является поддержание добычи на уже существующих месторождениях по нескольким причинам [2]:

- не гарантированы новые открытия за счет геологоразведки;
- новые открытия, скорее всего, будут находиться на шельфе, глубоко в море или в труднодоступных для добычи районах. К тому же даже проекты на суше не всегда приносят прибыль, покрывающую капитальные вложения на разработку;
- добыча нетрадиционных ресурсов более дорогостоящая по сравнению с добычей из существующих зрелых месторождений даже с применением методов повышения нефтеотдачи пласта (далее – ПНП).

Суть методов ПНП в основном заключается в закачке химических веществ, газов и применении тепловой энергии горячей воды или пара [3]. Так, при газовых методах ПНП в основном используются углекислый газ, азот и углеводородные газы; при химических ПНП – поверхностно-активные вещества (далее – ПАВ), полимеры и углеводородные растворители. Закачиваемые агенты ПНП так или иначе изменяют свойства пласта и нефти в коллекторе, что позволяет улучшить фильтрацию нефти к добывающим скважинам. Другими словами, жидкости, закачиваемые в пласт, взаимодействуют с породой и нефтяной системой, в результате чего изменяют эту систему до лучших условий для вытеснения нефти [4]. Например, использование ПАВ приводит к снижению межфазного натяжения между нефтью и водой, а полимеры создают поршневое вытеснение фронта внутри пласта [5]. В основе всех взаимодействий между закачиваемыми агентами ПНП и системой нефть-порода лежат химические и физические механизмы.

Большинство нефтяных месторождений ограничиваются традиционным заводнением (далее – ТЗ) в силу его дешевизны и простоты применения. ТЗ при повышенной вязкости нефти и неоднородности пласта по проницаемости не обеспечивает высокую нефтеотдачу [6]. Одним из решений возникшей проблемы является снижение подвижности закачиваемой воды за счет увеличения её вязкости [7]. Добавление водорастворимых синтетических полимеров или биополимеров увеличивает вязкость закачиваемой воды, следовательно, коэффициент подвижности уменьшается, а эффективность охвата заводнением повышается [6, 8–10]. Ведущим представителем синтетических полимеров является частично гидролизованый полиакриламид (далее – ГПАА) [11]. Известным представителем биополимеров является ксантан, который представляет собой высокомолекулярный биополисахарид [12].

Применение полимеров в добыче нефти в последнее время расширяется благодаря улучшению практических знаний в этой области. Ряд исследований показывает, что на долю проектов ПЗ приходится более 77% проектов химических методов увеличения нефтеотдачи (далее – ХМУН) во всем мире [13]. Также, согласно работе Saleh [14], более 80% из всех

проектов ПЗ проводились на терригенных песчаных коллекторах.

Литературный обзор

В данном разделе представлен краткий литературный обзор, где было проанализировано свыше 20 исследований по ПЗ стран США, Канады, Индии, КНР и других. Изучались условия эффективного применения технологии ПЗ, на основе чего были сформированы критерии и проведен скрининг м. Узень.

Геолого-физические характеристики и состояние разработки. Геолого-физические характеристики (далее – ГФХ) месторождений, где применялась технология ПЗ, имеют показатели в определенном узком диапазоне (табл. 1). Можно отметить, что глубина залегания коллекторов не превышает 1300 м, и это обеспечивает благоприятные термические условия для полимера. Однако, согласно работе Lu и др. [15], на месторождении Shengli (КНР) температура пласта достигает 70°C, что может привести к потере вязкости полимерного раствора. Методы сохранения вязкости и повышения термической стабильности полимера будут приведены в следующих разделах.

Толщина и пористость коллекторов в среднем составляют 10–11 м и 25–27% соответственно. Проницаемость пласта является одним из важных критериев для ПЗ, минимальное значение которой по изученным проектам составляет 100 мД и может увеличиваться до неограниченного максимального значения. Высокая проницаемость нефтяной зоны положительно влияет на возможность закачки полимерной оторочки и, соответственно, эффективность ПЗ. Однако в редких случаях наличие суперпроницаемых коллекторов приводит к прорыву или языкообразованию полимерного раствора и, соответственно, негативно влияет на эффективность процесса [16, 17].

Исходя из мирового опыта, закачка полимера способна обеспечить эффективное воздействие на пласт как с легкой, так и высоковязкой нефтью (табл. 1). Например, на м. Pelican Lake (Канада), где вязкость нефти составляет 1650 сП, ПЗ показало лучший результат по сравнению с термическими методами разработки. Причиной этому является малая толщина пласта (1–9 м), что привело к потере тепла при закачке пара, тогда как для ПЗ этот показатель является подходящим [18, 19].

Таблица 1. Сводная информация по ГФХ месторождений с применением ПЗ [18, 19, 20–36]

Месторождение	Глубина, м	Толщина пласта, м	Порода	Темп., °С	Пористость, %	Прониц., мД	Вязкость нефти в пластовых усл., сП
Al Khalata, Оман [20–22]	550–675	–	Песчаник	46	25–30	100–2000	90
Alaska, США [23, 24]	610–1520	3–5,5	Песчаник	21,7	32	500–5000	300
Captain (шельф), Великобритания [25–27]	915	<36,6	Песчаник	32	31	5 000	80
Dalia/Camelia (шельф), Ангола [28]	800–1000	6–10	Песчаник	45–56	–	>1000	1–11
Daqing, КНР [29, 30]	1000	6,1	Песчаник	45	25	1100	9
Mangala, Индия [31, 32]	600	24–40	Песчаник	<62	21–28	5000	9–22
Pelican Lake, Канада [18, 19]	300–450	1–9	Песчаник	12–17	28–32	300–5000	1 650
Shengli, КНР [33–35]	1257–1298	7,92	Песчаник	70	34	1944	41,2
Tambaredjo, Суринам [36]	375–425	13,7	Песчаник	36	10	3000–10000	300–600

В табл. 2 представлены показатели месторождений (пилотных участков) до и после применения ПЗ. По сводным данным можно заметить, что значения обводненности до ПЗ достигают 96% (Mangala, Индия) [31], однако есть и примеры, где на момент применения ПЗ этот параметр составлял ниже 40% (Dalia, Ангола; Pelican Lake, Канада) [18, 28]. В случае с м. Pelican Lake, как упоминалось ранее, причиной обводненности

являлась высокая вязкость нефти и невозможность применения термических методов. Таким образом, ПЗ рассматривался как первичный метод поддержания пластового давления. Для Pelican Lake прирост коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) за счёт ПЗ составил 5%, когда для остальных прирост КИН в среднем составил 9%, а максимально достигнутое значение – 16% (Captain, Великобритания) [25].

Таблица 2. Сравнение показателей отбора до и после пилотных ПЗ [18, 19, 20–36]

Месторождение	Тек. нефтенас., %	Приемистость 1 скв., м³/сут	До ПЗ			После ПЗ		
			Дебит нефти, м³/сут	Обв., %	КИН, %	Дебит нефти, м³/сут	Мин. обв., %	КИН, %
Al Khalata, Оман [20–22]	60	500	–	95	18	–	49	~28
Alaska, США [23, 24]	–	270	4769,6 (весь участок)	65	–	Δ31,8–47,7 (доп. добыча с 1 скв)	40–45	–
Captain (шельф), Великобритания [25–27]	–	2 385	–	78	–	–	52	–
Dalia/Camelia (шельф), Ангола [28]	–	2 066	–	<40	–	–	76	–
Daqing, КНР [29, 30]	80	–	–	93	53	–	78	65
Mangala, Индия [31, 32]	55	620	3497,7 (весь участок)	96	18	6041,5 (весь участок)	86	24
Pelican Lake, Канада [18, 19]	60–70	148	1,4–2,9 (с 1 скв)	20	5–7	36,9–57,9 (с 1 скв)	60	10–12
Shengli, КНР [33–35]	67	–	242,5 (весь участок)	95	38	554,4 (весь участок)	89	45
Tambaredjo, Суринам [36]	–	400	–	80	30	–	38	41

В отношении м. Dalia будет целесообразным рассмотреть общие положения на момент пилотного испытания (табл. 3). Стоит учитывать, что ПЗ рассматривался как метод разработки на ранней стадии. Закачка полимера началась в 2009 г., тогда как первая нефть была отобрана в 2006 г. [28]. Однако на месторождении были такие осложнения, как высокая минерализация воды (>25 г/л) и большое межскважинное расстояние. Исходя из этих факторов, методом разработки месторождения была выбрана закачка маловязкого (3 сП) полимерного раствора вместо ТЗ водой. С помощью модели на базе отборов скважин были сопоставлены 2 сценария обводненности: при традиционном и полимерном заводнении (рис. 1). На графике видно, что рост обводненности при ПЗ происходит со значительно более низким наклоном, чем при ТЗ, что увеличивает добычу нефти и положительно влияет на КИН.

Согласно Seright [37], существует базовый метод дизайна ПЗ – определение

требуемой вязкости раствора, равной произведению коэффициента подвижности и контраста проницаемости. Такой метод дизайна из рассмотренных проектов (табл. 3) был применен только на м. Daqing (КНР). В остальных случаях вязкость полимерного раствора обычно была ниже базового метода. В случае с высоковязкой нефтью подготовка приближенной вязкости полимерного раствора к вязкости нефти ограничивалась приемистостью скважин и максимально допустимой концентрацией полимера. Однако при таком подходе также наблюдался значительный прирост нефтеотдачи.

Лабораторные исследования Seright [37] доказали, что присутствие перетоков между высокопроницаемыми и низкопроницаемыми пропластками обеспечивает продвижение фронта оторочки по обеим пропласткам. При этом вязкость полимерного раствора должна быть достаточно высокой. Чем выше вязкость, тем ровнее профиль вытеснения.

Таблица 3. Сводная информация по проектам пилотных ПЗ

Месторождение	Минерализация воды, мг/л	Концентрация полимера, мг/л	Вязкость, сП		Закач. объем, PV*	Коэфф. подвиж. вода/нефть	Контраст Кпр	Н/Д**	Прирост КИН, %
			полимера	нефти					
Al Khalata, Оман (2010–...)	4600	–	15	90	–	–	–	26/–	~10
Alaska, США (2018–...)	2500	1600–1800	45	300	–	20	10:1	2/2 (гор)	~11
Captain (шельф), Великобритания (2011–2013)	–	2000	20	80	>1	31	–	1/– (гор)	~16
Dalia/Camelia (шельф), Ангола (2009–2017)	25000–52000	900	3	1–11	0,5	–	–	– (гор)	~5
Daqing, КНР (1995–2007)	3000–7000	1000–2000	40–50	9	0,7	<9,4	4:1	–	12
Mangala, Индия (2014–...)	5400	2000–2500	20	9–22	0,8	–	10:1	4/9	6
Pelican Lake, Канада (2005–2012)	–	600	13–200	1650	0,5–2	~16	4:1	2/3 (гор)	5
Shengli, КНР (1994–2003)	5000	525	25–35	41,2	0,4–0,6	–	–	–	7
Tambaredjo, Суринам (2008–2015)	<10000	1000–2500	45–125	300–600	–	–	12:1	3/9	11

*Н/Д – нагнетательные/добывающие скважины

**PV – поровый объем (pore volume)

Примечание: контраст Кпр – это соотношение средней и максимальной проницаемости пласта участка воздействия (или месторождения)

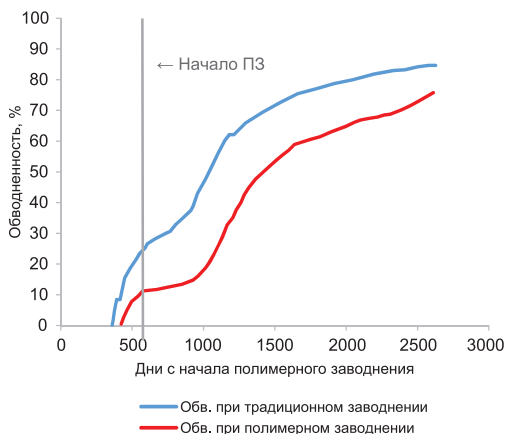


Рисунок 1. Реагирование добывающих скважин на ТЗ и ПЗ

На рис. 2 и 3 представлены показатели обводненности при ПЗ остальных месторождений. В отличие от м. Dalia, наблюдается активный спад обводненности как за короткий, так и за долгий период закачки полимера. Причина разделения их на 2 разных графика в разности масштабов данных и темпа реагирования добывающих скважин. Согласно наблюдениям, факторами, влияющими на темп реагирования, могут быть такие показатели как:

- ГФХ – проницаемость, связанность пласта, расчлененность, коэффициент подвижности и др.;
- межскважинное расстояние, скорость закачки и интенсивность заводнения (соотношение нагнетательных и добывающих скважин);
- размер оторочки закачанного полимера относительно порового объема;

- реологические свойства и стабильность полимерного раствора (деструкция и/или гидролиз).

Более того, характер поведения обводненности на разных месторождениях оценивался по одной или нескольким скважинам. Так, обводненность с м. Mangala отслеживалась с одной добывающей скважины, расположенной на внешней линии ячейки под воздействием одной нагнетательной. По этой причине на графике наблюдается кривая обводненности с тенденцией снижения на момент замера расходов. Предполагается, что, достигнув минимального значения, обводненность начнет увеличиваться, т.к. такое поведение показали скважины в центре ячейки [32]. Также на рис. 2 наблюдается совершенно иное поведение кривой обводненности с м. Alaska's North Slope. Почти за 1,5 мес с начала ПЗ обводненность достигла минимального значения 42%, снизившись с отметки 65% [23]. Во-первых, важно учитывать тот факт, что закачка велась в горизонтальные скважины, и тем самым обеспечивалась высокая приемистость (табл. 3). Во-вторых, проницаемость пласта достигает 5D, что значительно повышает фильтрацию полимерного раствора в пласте, а температура не выше 22°C является благоприятным условием, повышающим термическую стабильность полимера. В-третьих, относительно небольшая толщина пласта (3–5,5 м) уменьшает объемы закачки и обеспечивает быструю заполняемость пространства и продвижение оторочки до добывающей скважины.

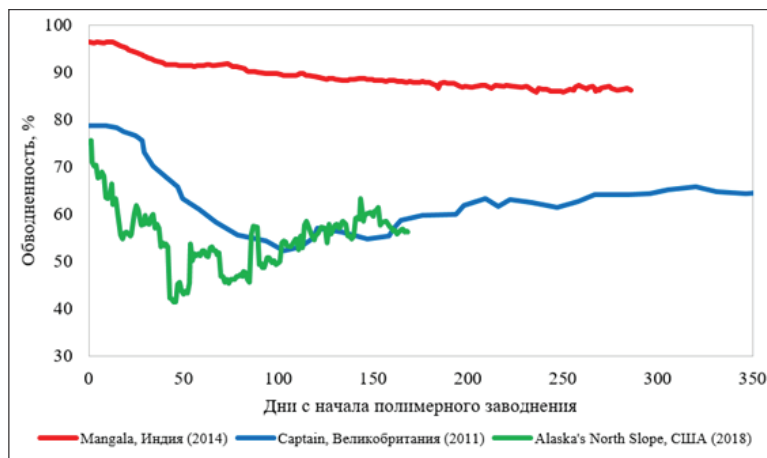


Рисунок 2. Динамика обводненности с начала применения ПЗ (Mangala, Captain, Alaska)

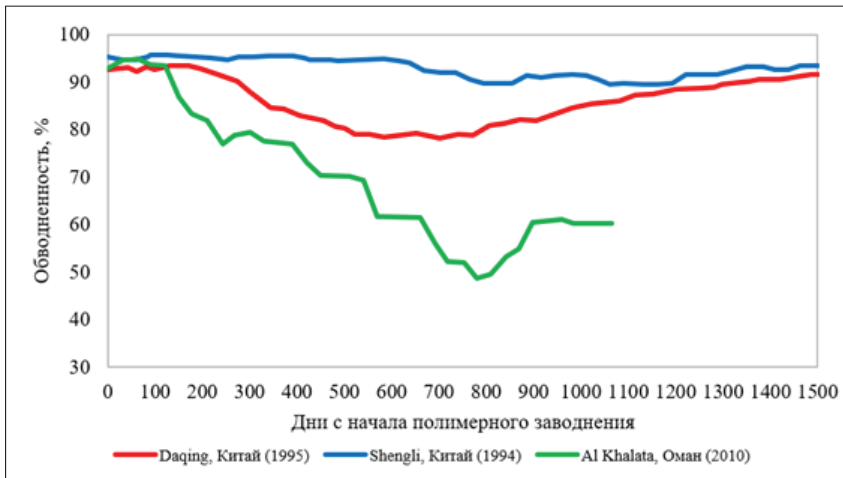


Рисунок 3. Динамика обводненности с начала применения ПЗ (Daqing, Shengli, Al Khalata)

Качество воды. Источник водоснабжения и качество воды – одни из главных аспектов ПЗ. Есть необходимость анализа пластовой воды перед началом проекта, поскольку компоненты состава воды могут значительно повлиять на устойчивость полимера. К таким компонентам относятся Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} , которые значительно снижают вязкость полимерного раствора и степень успешности проектов xМУН [38-43]. Также опыт показывает, что присутствие растворенного кислорода в со-

ставе воды приводит к преждевременным разрушениям молекул полимера [44, 45]. Исходя из вышеизложенных фактов, следует отметить, что требуется тщательная и особая подготовка используемой воды до воздействия с полимером. Обширный обзор литературы выявил, что данные о минерализации воды приводятся редко. В данной статье представлены некоторые данные по составу воды из упомянутых выше месторождений (табл. 4).

Таблица 4. Компонентный состав воды для раствора полимера

Параметры	Mangala	Pelican Lake	Tambaredjo
Кислород, мг/л	<0,01	-	-
Fe^{2+} , мг/л	<0,5	0	-
Минерализация, мг/л	6500	-	-
SO_4^{2-} , мг/л	175	8	118
Ba^{2+} , мг/л	12	-	-
Ca^{2+} , мг/л	327	320	4
Mg^{2+} , мг/л	104	212	22
Нефтяные продукты, мг/л	<5	-	-
Na^+ , мг/л	2412	1420	-
Cl^- , мг/л	3466	138	128
CO_3^{2-} , мг/л	-	-	-
HCO_3^- , мг/л	1162	3740	90
Жесткость воды, мг/л	7140	5400	362
pH	6,8	-	-

Тем не менее, на основе открытых источников были сформированы скрининг-критерии для доступных вод, потенциально применимых в качестве растворителя для порошкообразного полимера (табл. 5).

При анализе компонентного состава воды с м. Узень было выявлено большое количество сульфатов. В случае использования воды есть риск солеотложения. При очистке воды от сульфатов также велика вероятность растворения кислорода в

воде. В используемой пластовой воде есть риск образования нерастворимого осадка в виде сульфата бария ($BaSO_4$). Для использования пластовой воды необходимо проводить более глубокую очистку от нефтепродуктов и механических примесей. Морская вода характеризуется избыточным наличием кислорода, что потребует дополнительных капитальных и операционных затрат на подготовку. В аспекте химической деструкции полимера рекомендуется использовать альбскую воду ввиду отсутствия кислорода и низкой концентра-

ции Fe^{2+} . Концентрация Ca^{2+} , Mg^{2+} также находятся в благоприятном диапазоне. Более того, анализ доступности водоснабжения альбской водой на месторождении показал, что присутствует возможность использования 19 тыс. $m^3/сут$ (7 млн $m^3/г.$) с возможностью увеличения объема подачи до 47 тыс. $m^3/сут$ (17 млн $m^3/г.$). В случае положительных результатов пилотного испытания, объем альбской воды будет достаточен и для более масштабного промышленного испытания.

Таблица 5. Анализ компонентного состава доступной воды для полимерного раствора

Параметры	Критерии					
	МИН	МАКС	предпочт.	пласт	альбская	морская
Кислород, мг/л	0,001	0,33	0	0,32	0	8
Fe^{2+} , мг/л	0,1	35	0	31	3	<0,001
Минерализация, мг/л	100	166700	<83400	64280	10235	12820
SO_4^{2-} , мг/л	0	320	0	360	2016	2886
Ba^{2+} , мг/л	1	10	<3	153	0	0,02
Ca^{2+} , мг/л	12	5410	<870	4360	223	600
Mg^{2+} , мг/л	1	2440	<330	1860	130	730
Нефтепродукты, мг/л	3,9	н/д	<4	48	0	0
Na^+ , мг/л	7,2	16600	<3650	8850	1670	1460
Cl^- , мг/л	5	7400	<1680	36484	4321	5370
CO_3^{2-} , мг/л	0	490	<180	10	13	0
HCO_3^- , мг/л	24	2350	<490	363	198	317
Жесткость воды, мг/л	410	7840	<4150	6220	353	3646
pH	5,8	8,4	7	6,6	7,5	8,1

Обозначения:

■ подходящий

■ относительно подходящий

■ относительно неподходящий

Вид и концентрация полимера. Как упоминалось ранее, существуют два основных вида полимера, применяемых в xМУН: синтетические (полиакриламид) и биополимеры (полисахариды). При выборе полимера учитываются такие характеристики как растворимость в воде, упруговязкостные свойства, характеристики удержания, склонность к закупорке, стабильность при сдвиге и высокой температуре [25, 41–43]. Мировой опыт указывает, что в большинстве проектов xМУН предпочтения отдаются ГПАА в силу их высокой приемистости, упруговязкостных свойств, хорошей и длительной стабильности, экономичности и доступности по всему миру.

Однако стоит учитывать и такие недостатки, как чувствительность к минерализации и температуре, а также сложности в утилизации.

В дополнение к акриlamиду во время синтеза могут быть введены несколько других мономеров для достижения определенных целей. Такие мономеры как акриlamидо-tert-бутилсульфоновая кислота (ATBS) и N-винилпирролидон (NVP) в комбинации с акриlamидами повышают устойчивость полимера к высокой температуре и минерализации. Несколько видов таких модифицированных полимеров с их коммерческими названиями представлены в сравнении в табл. 6 [46].

Таблица 6. Остаточная вязкость полимеров при осложненных условиях [46]

Полимер	Температура, °С	Минер-я, 1000 мг/л	Жесткость, 1000 мг/л	Остаточная вязкость	Заводнение керна
Синтетические полимеры					
ГПАА (без мономера)	75			Осаждается	Да
SAV522	120	200	18	180 дней	Нет
SAV10	120	167	46	90% после 100 дней	Да
SAV10	140	84,5	6	60% после 365 дней	Нет
SAV37	105	84,5	6	60% после 365 дней	Нет
SAV333	140	84,5	6	90% после 365 дней	Нет
SAV333	120	79,9	27	60% после 365 дней	Да
SAV225	105	79,9	27	60% после 365 дней	Да
AA-АТБС сополимер	130	230	20,8	70% за 365 дней	Нет
Биополимеры					
Ксантан	90			Осаждается	Да
Schizophyllan	120	201,6	56,3	240 дней	Да
Scleroglucan	100	30		730 дней	Да

Согласно наблюдениям, концентрации и объемы закачки значительно увеличились именно за последние 30 лет, нежели за первые десятилетия мировой истории ПЗ. В современных проектах, как правило, использовался ГПАА с концентрацией 1000 мг/л и более. Крупнейший в мире проект ПЗ был реализован в КНР (Daqing) в 1996 г. С 2002 г. на этом месторождении все чаще тестировали и внедряли полимер в концентрациях 2000–2500 мг/л, обеспечивая вязкость раствора 150–300 сП [37]. Размеры закачиваемого порового объема, указанные для этих проектов, варьировались от 40 до 120% порового объема.

Исходя из вышеперечисленных обсуждений, рекомендуется использовать ГПАА в качестве загущающего агента. Стоит отметить, что для каждого пластовых условий и качества воды рекомендуется проводить собственные лабораторные исследования по подбору конкретного вида ГПАА. В индустрии полиакриламид предоставляется в виде эмульсии и порошка. По причине очевидных преимуществ порошка с точки зрения транспортировки и хранения рекомендуется использовать сухой порошкообразный полимер, доставляемый в водонепроницаемых мешках весом до 750 кг [23]. Однако при полномасштабном внедрении ПЗ необходимо рассмотреть возможность подготовки полимерной эмульсии в больших объемах непосредственно на месторождении.

Деструкция полимера. При определенных условиях молекулярная структура полимера может разрушаться и разрушать-

ся. Этот процесс называется деструкцией полимеров [47]. Деструкция полимеров подразделяется на механическую, химическую, термическую и биологическую. Комплексный анализ литературных данных представлен в исследованиях Sorbie, Standnes и Skjevraak и Seright и Skjevraak [9, 44, 48].

Механическая стабильность полимера – это способность полимера сохранять свою вязкотекучность при сильных механических нагрузках. Растворы полимеров являются неньютоновскими жидкостями [49]. Это означает, что вязкость такого раствора изменяется при изменении скорости сдвига. Механическая деструкция в пористой среде имеет место только в ближней призабойной зоне на малом удалении от ствола скважины. По мере увеличения радиуса фильтрации скорость фильтрации гиперболически уменьшается, и вероятность механической деструкции приближается к нулю.

Исходя из исследований Yang и Treiber [50], существует множество переменных, которые могут влиять на стабильность полимерного раствора. Это температура, минерализация и жесткость воды, наличие биоцидов, катионов металлов, шкала pH, химические добавки и сероводород. Однако авторы [50] обнаружили, что скорость и степень химической деструкции полимерного раствора в основном зависят от трех основных параметров: концентрации кислорода, минерализации и содержания железа в растворе. Например, полиакриламиды сохраняют стабиль-

ность при температуре 93,3°C в течение 500 дней, если концентрация кислорода в растворе низкая (близка к нулю). Как упоминалось ранее, тщательная очистка и подготовка воды поможет избежать осложнений с химической деструкцией полимера, а использование модифицированных полимеров улучшит термоустойчивость полимерного раствора в пласте.

Наземное оборудование и схема закачки. Как было установлено ранее, при полномасштабном внедрении ПЗ является необходимостью производства эмульсии полимера непосредственно на месторождении, что требует строительства отдельных промышленных заводов. Однако на данном этапе для пилотных испытаний достаточно ограничиться мобильными установками подготовки и закачки полимера. Одной из таких установок является Polymer Slicing Unit (далее – PSU), которая отличается своей подвижностью и практичностью применения. Данная уста-

новка применялась при пилотных ПЗ на таких месторождениях, как Каламкас, Забурунье, Восточный Молдабек (Казахстан), Alaska's North Slope (США), Tambaredjo (Суринам), Dalia (Ангола) и другие.

PSU состоит из 5 модулей (стандартных контейнеров): модуль сброса давления, модуль нагнетательного насоса, модуль подготовки полимерного раствора, бункер и модуль коммуникации. Мешки с полимером загружаются в бункер с помощью вилочного погрузчика, и полимер подается в расположенный ниже модуль изготовления полимера, где он смешивается с водой для получения маточного раствора. После 100 мин растворения в резервуаре маточный раствор попадает в основную систему водоснабжения, которая подается в 3 основных и в 1 запасной насосы в модуле нагнетания. На рис. 4 представлена подробная схема работы этой установки, которая рекомендуется к применению на м. Узень.

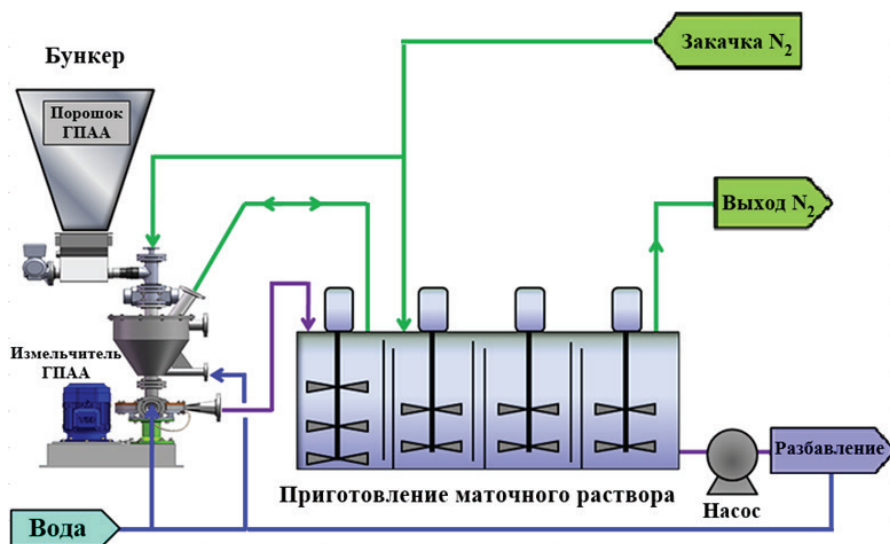


Рисунок 4. Технологическая схема подготовки раствора для пилотного проекта

Анализ данных и результаты

Месторождение Узень находится на поздней стадии разработки, где добыча производится за счет традиционного заводнения. Кроме того, используются механизированные способы эксплуатации наряду с интенсификацией скважин. При этом текущая нефтенасыщенность коллектора оценивается в среднем в 59%, что может обеспечить перспективное будущее месторождения. Таким образом, примене-

ние хМУН на м. Узень является особенно актуальным в настоящее время.

В данном разделе представлены аналитические работы по подбору оптимальных горизонтов и участка для пилотного испытания ПЗ. Вслед за этим проведен прогноз добычи выбранного участка на основе опыта м. Каламкас. Основываясь на результатах прогноза, была выполнена технико-экономическая оценка (далее – ТЭО) пилотного испытания ПЗ и пред-

ставлен ценовой диапазон экономической эффективности технологии.

Скрининг объектов м. Узень по ГФХ. На основе проведенного литератур-

ного обзора разработаны основные критерии для скрининга технологии ПЗ нефтяной залежи на основе ГПАА (табл. 7).

Таблица 7. Основные критерии для скрининга ПЗ нефтяной залежи

Параметр	Ед. изм.	Критерии		
		МИН	МАКС	предпоч.
Литология	тип	любой	любой	песчаник
Приемистость по воде	м ³ /сут	100	неогран.	>200
Проницаемость	мД	10	неогран.	>200
Пористость	%	10	37	>20
Толщина пласта	м	3	50	>10
Температура	°С	40	100	<80
Глубина залегания	м	150	3000	<2750
Вязкость нефти	сП	1	2675	<1000
Плотность нефти	г/см ³	0,75	0,96	0,8
Минерализация нефти	г/л	0,4	167	<37
Концентрация O ₂ в воде	мг/л	0	0,3	0
Кэффициент подвижности	безразм.	1	40	<10
Тек. нефтенасыщенность	%	50	92	>40
Тек. обводненность	%	неогран.	96	<90
Система заводнения	вид	рядная	площадная	площадная

Геологические условия применения ПЗ в основном совпадают с условиями применения традиционного заводнения. Однако имеются отличия. Применение метода может оказаться экономически неэффективным на нефтяных залежах, подстилаемых пластовой водой или имеющих обширные водонефтяные и газонефтяные зоны, а также на месторождениях с наличием проводящих тектонических нарушений. В то же время полимерное воздействие может оказаться эффективным методом в условиях нерентабельности обычного заводнения, например, для нефти повышенной вязкости или при аномально высокой неоднородности пласта [23, 24].

В табл. 8 представлен скрининг верхних и нижних горизонтов м. Узень. Также в целях сравнения было добавлено м. Карамандыбас. Предварительный скрининг показал, что более благоприятные условия имеют горизонты XIII–XVIII. На горизонтах XIX–XXIV и м. Карамандыбас приемистость, проницаемость, температура пласта и минерализация пластовой воды не относятся к диапазону предпочтитель-

ных критериев. Однако несоответствие критериям ПЗ не говорит о невозможности применения технологии на объектах, поскольку отклонения от предпочтительных критериев незначительные. Вместе с этим следует отметить, что применение ПЗ на этих объектах не будет таким эффективным, как это было бы на горизонтах XIII–XVIII. Более того, очевидно, что с углублением горизонтов растет температура. Соответственно, для проведения испытаний наиболее благоприятными являются вышележащие горизонты с минимальной температурой, что смягчит термоусловия для ГПАА в пласте.

К основным нежелательным сторонам для внедрения ПЗ относятся: высокая трещиноватость коллекторов, высокая температура пластов (более 80°С), низкая проницаемость породы (ниже 50 мД), ухудшенное качество воды для приготовления полимерного раствора (минерализация более 160 г/л, повышенное содержание железа, кислорода, бактерий, механических примесей, нефтепродуктов и др.).

Таблица 8. ГФХ объектов м. Узень

Параметры	Ед. изм.	Критерии					м. Кара-манды-бас
		МИН	МАКС	пред-поч.	м. Узень, гор. XIII-XVIII	м. Узень, гор. XIX-XXIV	
Литология	тип	песчаник	карбонат	песчаник	песчаник	песчаник	песчаник
Приемистость по воде	м ³ /сут	100	неогран.	>200	347	164	156
Проницаемость	мД	10	неогран.	>200	210	60	180
Пористость	%	10	37	>20	24	20	19
Толщина пласта	м	3	50	>10	25	46	13,5
Температура	°С	40	100	<80	60	80	72
Глубина залегания	м	150	3000	<2750	1116	1410	1640
Вязкость нефти	сП	1	2675	<1000	4,07	4,24	4,1
Плотность нефти	г/см ³	0,75	0,96	0,8	0,79	0,79	0,8
Минерализация воды	г/л	0,4	167	<37	50,5	64	64
Концентрация O ₂ в воде	мг/л	0,001	0,33	0,001	0,32	0,32	0,32
Коэффициент подвижности	безразм.	1	40	<10	1,7–2,7	-	-
Тек. нефтенасыщенность	%	50	92	>40	57	60	61
Тек. обводненность	%	неогран.	96	<90	89,8	77	86,2
Система заводнения	вид	рядная	площадная	площадная	площадная	площадная	площадная

*значения цветов сохранены в соответствии с табл. 5

Исходя из вышеупомянутых выводов, горизонты XIII–XVIII м. Узень были рассмотрены по отдельности с точки зрения совместимости с критериями (табл. 9). Предварительный анализ по критериям ПЗ показал, что горизонты XVI–XVII являются менее расчлененными. Вдобавок вышележащие горизонты активно подвергались и

продолжают подвергаться гидроразрыву пласта в целях интенсификации добычи нефти, что усложняет целостность пластов.

Проведен подробный фациальный анализ по данным горизонтам при выборе оптимального участка для пилотного испытания.

Таблица 9. ГФХ горизонтов XIII-XVIII м. Узень

Параметр	Ед. изм.	Критерии предпоч.	Горизонт					
			XIII	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII
Литология	тип	песчаник	песч.	песч.	песч.	песч.	песч.	песч.
Приемистость по воде	м ³ /сут	>200	165	222	225	197	272	299
Проницаемость	мД	>200	210	240	140	150	130	120
Пористость	%	>20	26	25	23	23	23	23
Толщина пласта	м	>10	13,2	37,8	20,2	21,0	34,3	21,6
Температура	°С	<80	54,3	57,1	59,5	61,9	64,3	66,7
Глубина залегания	м	<2 750	1 097	1 102	1 120	1 124	1 126	1 130
Вязкость нефти	сП	<1 000	4,51	3,58	3,85	3,96	4,28	4,21
Плотность нефти	г/см ³	0,8	0,78	0,79	0,78	0,80	0,80	0,78
Минерализация воды	г/л	<37	35	39	59	57	49	64
Концентрация O ₂ в воде	мг/л	0,001	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Коэффициент подвижности	безразм.	<10	-	2,68	1,97	-	1,73	-
Тек. нефтенасыщенность	%	>40	58	55	55	55	54	53
Тек. обводненность	%	<90	89,9	90,2	90,0	90,7	90,0	82,5
Коэффициент расчленённости	д. ед.	<1	2,20	3,10	2,50	2,00	1,70	1,60

*значения цветов сохранены в соответствии с табл. 5

Подбор пилотного участка для ПЗ. Применительно для продуктивных залежей нефти в качестве границ участков выделялись гидродинамически обособленные блоки по естественным геологическим границам – линиям, оконтуривающим области развития песчаных тел для исключения перетоков нефти через границы участков. Таким образом, создавалась самостоятельная схема применения технологии закачки полимера внутри такой зоны и в системе скважин «нагнетательная – добывающая». Причем количество нагнетательных и окружающих добывающих скважин, реагирующих на закачку, должно быть в соотношении как минимум 1:3 и более, т.к. от этого напрямую зависит величина дополнительно добытой нефти.

Исходя из вышеизложенных факторов, в качестве критериев при подборе оптимальных зон и расположений скважин на зонах можно привести следующее:

- расстояние между скважинами – 100–400 м;
- герметичность скважин и отсутствие в ней перетоков;
- присутствие гидродинамической взаимосвязи между скважинами;
- отсутствие разломов и однородность пласта (коэффициент расчленённости <1);
- зона, изолированная от воздействия близлежащих нагнетательных скважин;
- оптимальная сетка скважин с добывающей скважиной в центре зоны.

В рамках данной работы был проведен подбор оптимального горизонта и скважин под выведенные критерии. В соответствии с анализом фаций по XIII–XXIV горизонтам, показанным на рис. 5, наиболее оптимальными горизонтами для закачки полимера являются XVI и XVII горизонты в силу относительно немалой доли запасов и значительного присутствия палеорусловых отложений по объемному распространению. Горизонты XIII и XIV имеют большую долю геологических запасов, что может послужить основой для обоснования применения ПЗ на этих горизонтах. Однако высокая глинистость и неоднородность продуктивных толщин являются критическими факторами при под-

боре потенциального участка. Более того, XIII и XIV горизонты имеют множество разломов, что может отрицательно повлиять на движение полимерной оторочки, отражая её. Горизонты XXIII и XXIV также имеют существенное наличие высокопроницаемых русел, однако температура данных горизонтов выше среднего (<80°C), что повысит термическую деструкцию полимера. К тому же доля запасов, распределенная в этих горизонтах, значительно мала, что приведет к рискам в экономической окупаемости проекта ПЗ.

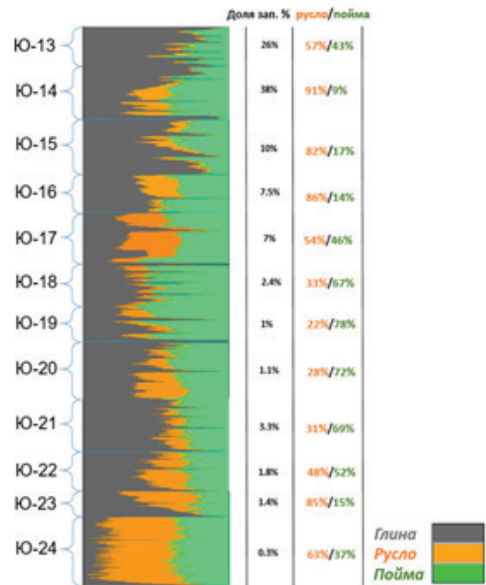


Рисунок 5. Строение фаций по горизонтам XIII–XXIV м. Узень

Основываясь на вышеперечисленных выводах, было принято решение рассматривать XVI и XVII горизонты в качестве потенциальных пластов для применения ПЗ.

Геолого-промысловый анализ карт текущих отборов по состоянию на 01.07.2021 г., карт остаточных извлекаемых запасов нефти и нефтенасыщенной толщины пласта позволил выделить в пределах контура XVII горизонта блока 2 участок с 13 добывающими скважинами: 9129, 5272, 4722, 7244, 384, 4004, 9887, 6979, 6980, 6080, 9199, 9124 (рис. 6).

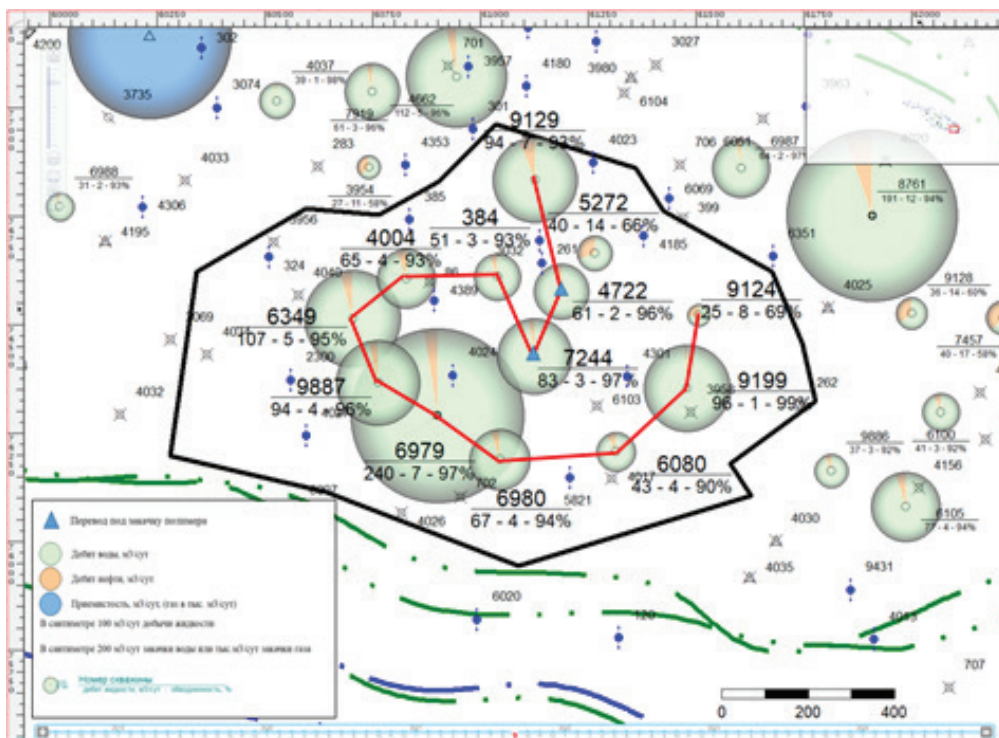


Рисунок 6. Потенциальный участок пилотного испытания ПЗ (XVII горизонт)

Площадь участка составляет 1,004 км² с начальными геологическими запасами 6243 тыс. т. Согласно графику разработки, накопленная добыча по участку составила 2339 тыс. т нефти. Выработка от извлекаемых запасов составила 69%, а текущая обводненность – 94,1%. Среднее межскважинное расстояние составляет 195 м. Две центральные добывающие скважины 4722 и 7244 предполагается перевести под нагнетание полимерного раствора. Итого

по участку количество скважин составит 2 нагнетательные и 11 добывающих.

В соответствии с представленной на рис. 6 последовательности скважин был построен геологический профиль, показанный на рис. 7. По данному разрезу можно заметить, что преобладают русловые и пойменные отложения, в отличие от глин. Этот факт подтверждает хорошую однородность, наблюдаемую из рис. 5.

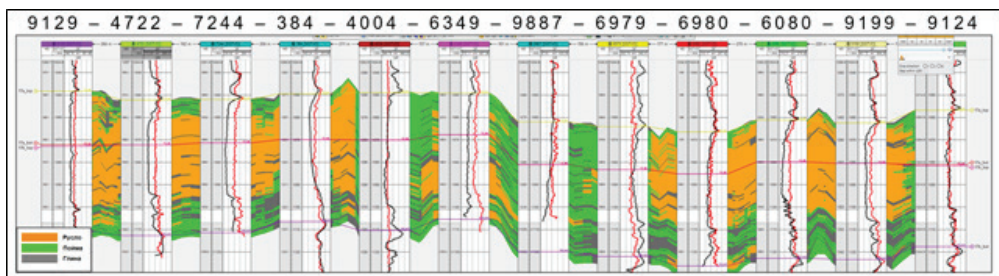


Рисунок 7. Геологический профиль по разрезу скв. 9129-9124 пилотного участка

Прогноз добычи на пилотном участке ПЗ. Оценка эффективности ПЗ осуществлялась с помощью прогноза добычи, основанного на результатах пилотного испытания на м. Каламкас [51]. Авторы статьи

подтвердили рентабельность применения ПЗ путем прогнозирования обводненности и КИН на участке.

Основываясь на динамике обводненности пилотного участка с м. Каламкас,

истории добычи и геометрических данных выбранного участка, был выполнен прогноз базовой и дополнительной добычи. На рис. 8 представлены кривые прогнозируемых добычи и обводненности. По результа-

там расчетов минимальная обводненность составила 84,6%, снизившись со значения 94,1% с начала заводнения. Добыча нефти увеличилась с 55,02 т/сут до 126,70 т/сут.

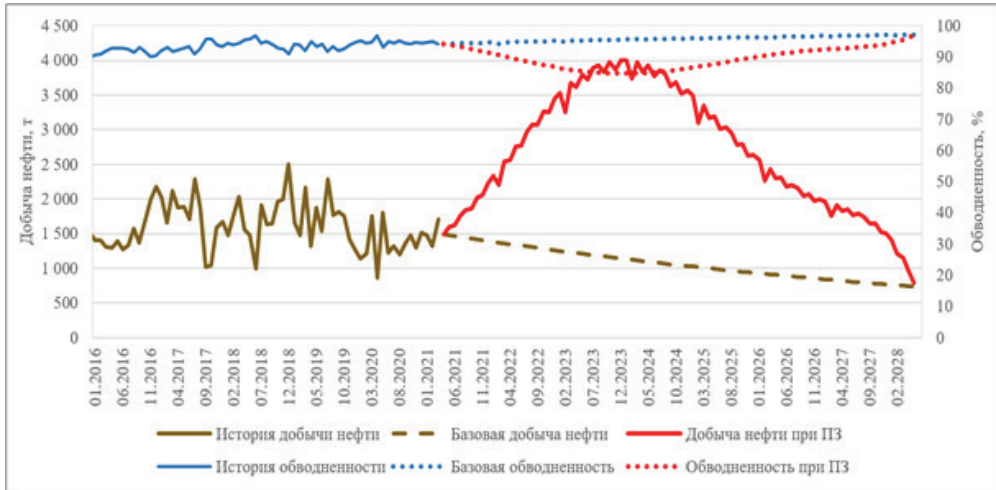


Рисунок 8. Прогноз добычи при ПЗ на пилотном участке

Целевая скорость закачки составляется 0,1 PV/г, что обеспечит 70% прокачки порового объема за 7 лет ПЗ. Таким образом, показатели приемистости двух нагнетательных скважин составили 489,7 м³/сут на каждую. Дополнительная добыча рассчитывалась относительно базовой и составила 138,16 тыс. т нефти, а максимальное значение, 2 866,9 т/мес, достигается в 2023 г. Прирост КИН составил ~7%.

Технико-экономическая оценка. Экономические расчеты проводились с учётом чистой экспортной цены (тг/т) за каждый год в течение 7 лет. Экспортная цена, в свою очередь, варьировалась в зависимости от цены на нефть (долл. США/барр.). По итогам проделанных расчетов, технология ПЗ показала удовлетворительные результаты (табл. 10). Предварительные капитальные расходы за 7 лет внедрения и обслуживания ПЗ на участке составили 7,62 млрд тг. при цене на полимер 3500 долл. США/т и концентрации 1500 мг/л, тогда как чистая приведенная стоимость (NPV) в диапазоне от 634 млн тг. при цене 55 долл. США/барр. и до 4,13 млрд тг. при цене 80 долл. США, а при актуальной цене 75 долл. США/барр. NPV составляет 3,43 млрд тг. за 7 лет.

Таким образом, окупаемость (PI) проекта обеспечивается с цены 55 долл. США/барр. и выше.

Чувствительность чистой приведенной стоимости к таким параметрам, как цена нефти, операционные затраты (ОРЕХ), дополнительная добыча и ставка дисконтирования, представлена на рис. 9. По графику видно, что NPV наиболее чувствительна к дополнительной добыче и цене на нефть. Также NPV не менее чувствительна к операционным затратам. При увеличении цены на нефть всего на 10% окупаемость проекта значительно увеличивается и обеспечивается более уверенная рентабельность. Учитывая актуальную цену 80 долл. США/барр., индекс окупаемости (PI) будет равен 1,54, а NPV проекта составит 4125,05 млн тг. Тем временем изменение годовой ставки дисконтирования в таких же пропорциях является незначительным и не влияет на NPV.

Увеличение эффективности (дополнительной добычи) заводнения всего на 10% может более чем в 2 раза увеличить NPV проекта. Данное преимущество является основополагающим рычагом воздействия для поддержания рентабельности в условиях низких цен.

Таблица 10. Техничко-экономическая оценка пилотного испытания ПЗ

		Net Present Value (NPV), тыс. тг							Индекс окупаемости (PI)	
		Годы	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	За весь проект
Цена нефти, долл. США/барр.	40	-199 816	-199 699	-194 777	-231 551	-232 479	-210 721	-192 193	0,81	
	45	-56 524	-71 817	-80 647	-137 034	-151 355	-138 235	-127 340	0,90	
	50	86 768	56 066	33 483	-42 516	-70 230	-65 750	-62 486	0,99	
	55	230 061	183 948	147 613	52 002	10 895	6 736	2 367	1,08	
	60	373 353	311 831	261 743	146 520	92 019	79 221	67 220	1,17	
	65	516 645	439 713	375 873	241 038	173 144	151 707	132 074	1,27	
	70	659 938	567 596	490 002	335 556	254 269	224 192	196 927	1,36	
	75	803 230	695 478	604 132	430 074	335 393	296 677	261 781	1,45	
	80	946 522	823 361	718 262	524 592	416 518	369 163	326 634	1,54	

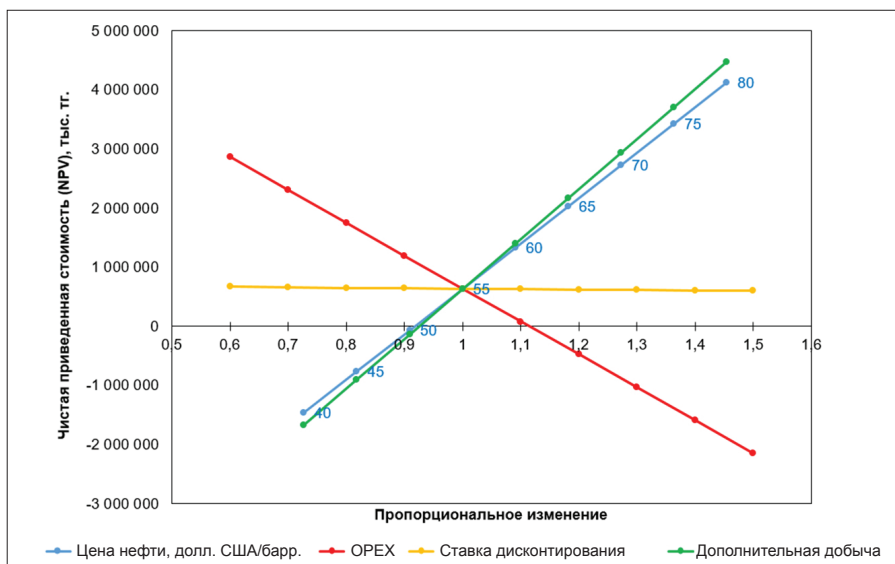


Рисунок 9. Чувствительность NPV

Заключение

На основании проделанной комплексной работы получены следующие выводы:

1. Сформированы основные геолого-физические условия эффективного применения технологии полимерного заводнения применительно к условиям м. Узень.

2. Ввиду лучшего химического состава воды альб-сеноманского горизонта и наличию пригодной инфраструктуры рекомендовано использование альбской воды вместо морской и пластовой воды. Морская вода характеризуется наличием кислорода, а пластовая (сточная) наличием механических примесей и нефти, что потребует дополнительных капитальных и операционных затрат на подготовку воды.

3. В качестве реагента предлагается использовать ГПАА, т.к. в большинстве мировых проектов xМУН применялся этот вид полимера в силу их высокой приемистости, упруговязкостных свойств, длительной стабильности, экономичности и доступности по всему миру.

4. На основе геолого-физических данных м. Узень были подобраны XVI и XVII горизонты в качестве горизонтов, имеющих благоприятные условия для xМУН в дальнейшем.

5. Подобран потенциальный участок для пилотного испытания ПЗ на основе критериев подбора и анализа фаций всех горизонтов. По результатам гидродинамических расчетов, обводненность по участ-

ку снизилась на 10% за первые 3 года заводнения. Дополнительная добыча составила 138,16 тыс. т нефти за 7 лет. Прирост КИН ~7%.

6. Окупаемость проекта обеспечивается с цены 55 долл. США/барр. и выше. При актуальной цене 75 долл. США/барр. NPV составляет 3,43 млрд тг. за 7 лет, а PI равен 1,45.

Список использованной литературы

1. Research on energy efficiency, CO2 emissions, energy consumption, forecast. – Enerdata, 2021, <https://www.enerdata.net/>.
2. Sheng J.J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice, first edition. – Amsterdam, Elsevier, 2011.
3. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery (2nd ed.). – Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas, USA, 2018.
4. Alvarado V., Manrique E. Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies (1st ed.). – Gulf Professional Publishing, 2010.
5. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery (1st ed.). Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA, 1977.
6. Needham R.B., Doe P.H. Polymer Flooding Review. – Journal of Petroleum Technology, 1987, 39(12), p. 1503–1507. SPE-17140-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/17140-pa>.
7. Manda A. Chemical flood enhanced oil recovery: a review. – International Journal of Oil, Gas and Coal Technology, 2015, 9(3), 241. DOI: <https://doi.org/10.1504/ijogct.2015.069001>.
8. Abidin A., Puspasari T., Nugroho W. Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. – Procedia Chemistry, 2012, 4, 11–16. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.proche.2012.06.002>.
9. Sorbie K.S. Polymer-Improved Oil Recovery, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>.
10. Firozjahi A.M., Moradi S. Sensitivity Analysis and Optimization of the Effective parameters on ASP Flooding Compared to Polymer Flooding Using CMG-STARs. – Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology, 2018, 09(01). DOI: <https://doi.org/10.4172/2157-7463.1000361>
11. Sheng J.J., Modern Chemical Enhanced Oil Recovery (1st ed.). – Gulf Professional Publishing, 20 October 2010.
12. Katzbauer B. Properties and applications of xanthan gum. – Polymer Degradation and Stability, 1998, 59(1–3), p. 81–84. DOI: [https://doi.org/10.1016/s0141-3910\(97\)00180-8](https://doi.org/10.1016/s0141-3910(97)00180-8).
13. Rellegadla S., Prajapat G., Agrawal A. Polymers for enhanced oil recovery: fundamentals and selection criteria. – Applied Microbiology and Biotechnology, 2017, 101(11), p. 4387–4402. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00253-017-8307-4>.
14. Saleh L.D., Wei M., Bai B. Data Analysis and Novel Screening Criteria for Polymer Flooding Based on a Comprehensive Database. – SPE-169093-MS, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/169093-ms>.
15. Lu N., Hou J., Liu Y., Guo L., Yuan F., Wei C., Liu Y. Optimization Chemical Flooding Methods to Enhance Oil Recovery of Strong Heterogeneity, High Temperature and High Salinity Reservoirs – Case Study of Shengli Oilfield. Day 1 Tue, October 17, 2017. SPE-186435-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/186435-ms>.
16. Zhao Y., Leng J., Lin B., Wei M., Bai B. Experimental Study of Microgel Conformance-Control Treatment for a Polymer-Flooding Reservoir Containing Superpermeable Channels. – SPE Journal, 2021, 1–13. SPE-205486-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/205486-pa>.
17. Sagyndikov M., Seright R., Kudaibergenov S., Ogay E. Field Demonstration of the Impact of Fractures on HPAM Injectivity, Propagation and Degradation. – SPE Journal, 2022. SPE-208611-PA.
18. Delaplace P., Renard G., Delamaide E., Euzen T., Roggero F., Kopečný P. Reservoir Simulations of a Polymer Flood Pilot in the Pelican Lake Heavy Oil Field (Canada): Step Forward. SPE-166028-MS. 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/166028-ms>.
19. Delamaide E., Zaitoun A., Renard G., Tabary R. Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding in a Heavy Oil Reservoir. – SPE-165234-MS, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/165234-ms>.

20. Thakuria C., Al-Amri M.S., Al-Saqri K.A., Jaspers H.F., Al-Hashmi K.H., Zuhaimi K. Performance Review of Polymer Flooding in a Major Brown Oil Field of Sultanate of Oman. – SPE-165262-MS, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/165262-ms>.

21. Guntupalli S., Kechichian J., Al-Yaarubi A., Al-Amri M., Al-Hinai G., Al-Shuaili K., Svec Y., al Habsi Y. A Successful ASP Sweep Evaluation in a Field Pilot. Day 2 Tue, March 27, 2018. – SPE-190462-MS, 2018. DOI: <https://doi.org/10.2118/190462-ms>.

22. Choudhuri B., Thakuria C., Belushi A.A., Nurzaman Z., Hashmi K.A., Batycky R. Optimization of a Large Polymer Flood With Full-Field Streamline Simulation. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2015, 18(03), p. 318–328. SPE-169746-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/169746-pa>.

23. Ning S., Barnes J., Edwards R., Schulpen W., Dandekar A., Zhang Y., Cercone D., Ciferno J. First Ever Polymer Flood Field Pilot to Enhance the Recovery of Heavy Oils on Alaska North Slope – Producer Responses and Operational Lessons Learned. Day 3 Wed, October 28, 2020. SPE-201279-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/201279-ms>.

24. Zhao Y., Yin S., Seright R.S., Ning S., Zhang Y., Bai B. Performance of Low Salinity Polymer Flood in Enhancing Heavy Oil Recovery on the Alaska North Slope. – Proceedings of the 8th Unconventional Resources Technology Conference, 2020. DOI: <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-1082>.

25. Poulsen A., Shook G.M., Jackson A., Ruby N., Charvin K., Dwarakanath V., Thach S., Ellis M. Results of the UK Captain Field Interwell EOR Pilot. Day 3 Mon, April 16, 2018. SPE-190175-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/190175-ms>.

26. Jones C., Ross M., Getliff J., Fuller M., Hiscox I., Mandracchia F. Captain Field Injector Performance, Historical Perspective and Recent Improvements. – SPE-174183-MS, 2015. DOI: <https://doi.org/10.2118/174183-ms>.

27. Jackson A.C., Dean R.M., Lyon J., Dwarakanath V., Alexis D., Poulsen A., Espinosa D. Surfactant Stimulation Results in Captain Field to Improve Polymer Injectivity for EOR. – Day 4 Fri, September 06, 2019. SPE-195747-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/195747-ms>.

28. Morel D., Vert M., Jouenne S., Gauchet R., Bouger Y. First Polymer Injection In Deep Offshore Field Angola: Recent Advances on Dalia/Camelia Field Case. – SPE-135735-MS, 2012. DOI: <https://doi.org/10.2118/135735-ms>.

29. Wang D., Seright R.S., Shao Z., Wang J. Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding. – SPE-109682-MS, 2008. DOI: <https://doi.org/10.2118/109682-ms>.

30. Guo H., Li Y., Li Y., Kong D., Li B., Wang F. Lessons Learned From ASP Flooding Tests in China. – Day 2 Tue, May 09, 2017. SPE-186036-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/186036-ms>.

31. Kumar M.S., Pandey A., Jha M.K. Polymer Injectivity Test in Mangala Field - A Significant Step towards Field Wide Implementation. – SPE-155162-MS, 2012. DOI: <https://doi.org/10.2118/155162-ms>.

32. Kumar P., Raj R., Koduru N., Kumar S., Pandey A. Field Implementation of Mangala Polymer Flood: Initial Challenges, Mitigation and Management. – Day 1 Mon, March 21, 2016. SPE-179820-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/179820-ms>.

33. Danda, H., Yuanqia, C., Yuanbin, W., Qingfe, Z., Mingshen, F., Hui L. Field Applications of an Evaluation Model for Enhancing Recovery Efficiency to Polymer-flooding. – SPE-143408-MS, 2011. DOI: <https://doi.org/10.2118/143408-ms>.

34. Lu N., Hou J., Liu Y., Guo L., Yuan F., Wei C., Liu Y. Optimization Chemical Flooding Methods to Enhance Oil Recovery of Strong Heterogeneity, High Temperature and High Salinity Reservoirs - Case Study of Shengli Oilfield. – Day 1 Tue, October 17, 2017. SPE-186435-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/186435-ms>.

35. Gao C.H. Experiences of Polymer Flooding Projects at Shengli Oilfield. All Days. Published. – SPE-169652-MS, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/169652-ms>.

36. Delamaide E., Soe Let K.M., Bhoendie K., Jong-A-Pin S., Paidin W.R. Results of a Polymer Flooding Pilot in the Tambaredjo Heavy Oil Field, Suriname. – Day 1 Tue, June 07, 2016. SPE-180739-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/180739-ms>.

37. Seright R.S. How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood? Review of Previous and Current Practices. – SPE Journal, 2016, 22(01), p. 1–18. SPE-179543-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/179543-pa>.

38. Chang H.L. Polymer Flooding Technology – Yesterday, Today, and Tomorrow. – Journal of Petroleum Technology, 1978, 30(8), p. 1113–1128.
39. Maerker J. Shear Degradation of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions. – Society of Petroleum Engineers Journal, 1975, 15(04), p. 311–322. SPE-5101-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/5101-pa>.
40. Seright R. The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions. – Society of Petroleum Engineers Journal, 1983, 23(03), p. 475–485. SPE-9297-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/9297-pa>.
41. Seright R.S., Seheult J.M., Talashek T. Injectivity Characteristics of EOR Polymers. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009, 12(05), p. 783–792. SPE-115142-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/115142-pa>.
42. Seright R.S., Campbell A.R., Mozley P.S., Han P. Stability of Partially Hydrolyzed Polyacrylamides at Elevated Temperatures in the Absence of Divalent Cations. – SPE Journal, 2010, 15(02), p. 341–348. SPE-121460-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/121460-pa>.
43. Manichand R.N., Moe Soe Let K.P., Gil L., Quillien B., Seright, R.S. Effective Propagation of HPAM Solutions Through the Tambaredjo Reservoir During a Polymer Flood. SPE Production & Operations, 2013, 28(04), 358–368. SPE-164121-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/164121-pa>.
44. Seright R.S., Skjevraak I. Effect of Dissolved Iron and Oxygen on Stability of Hydrolyzed Polyacrylamide Polymers. – SPE Journal, 2015, 20(03), p. 433–441. SPE-169030-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/169030-pa>.
45. Jouenne, S., Chakibi, H., & Levitt, D. 2017. Polymer Stability After Successive Mechanical-Degradation Events. SPE Journal, 23(01), 18–33. SPE-186103-PA. <https://doi.org/10.2118/186103-pa>.
46. Diab W.N., Al-Shalabi E.W. Recent Developments in Polymer Flooding for Carbonate Reservoirs under Harsh Conditions. – Day 3 Thu, October 31, 2019. SPE-29739-MS. DOI: <https://doi.org/10.4043/29739-ms>.
47. Sorbie K.S. Polymer-Improved Oil Recovery. – 1991. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>.
48. Standnes D.C., Skjevraak I. Literature review of implemented polymer field projects. – Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 122, p. 761–775. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.024>.
49. Carreau P.J. Rheological Equations from Molecular Network Theories. – Transactions of the Society of Rheology, 1972, 16(1), p. 99–127. DOI: <https://doi.org/10.1122/1.549276>.
50. Yang S., Treiber L. Chemical Stability of Polyacrylamide Under Simulated Field Conditions. – SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1985. SPE-14232-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/14232-ms>.
51. Sagyndikov M., Mukhambetov B., Orynbasar Y., Nurbulatov A., Aidarbayev S. Evaluation of Polymer Flooding Efficiency at Brownfield Development Stage of Giant Kalamkas Oilfield, Western Kazakhstan. – Day 2 Thu, November 01, 2018. SPE-192555-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/192555-ms>.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНДАҒЫ ПОЛИМЕРЛІК ТОҒЫТУДЫ БАҒАЛАУ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМИ НЕГІЗДЕУ

Б.А. Иманбаев, М.С. Сағындықов, Р.М. Көшекөв, М.О. Таджибаев

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС «ҚазмұнайгазФЗЖИ» Филиалы, Ақтау қ-сы, Қазақстан

Көпжылдық су тоғыту салдарынан, Өзен мұнай кен орнының суланғандығы 90%-дан асып түсуде. Сонымен қатар, қабаттың қазіргі мұнайға қанықтылығы орта есеппен 59%-дан асады, бұл кен орнының зор болашағын қамтамасыз ете алады. Дүниежүзілік тәжірибеге сәйкес, мұнай қарқындылығын арттырудың химиялық әдістерін қолдану кен орындарының жоғары өндірісін қамтамасыз ете алады және пайдалану мерзімін ұзарта алады. Осылайша, Өзен кен орнының қазіргі жағдайын ескере отырып, химиялық әдістерді қолдану әсіресе өзекті болып табылады. Полимерлік тоғыту – бұл соңғы 60 жылдық тәжірибеде жоғары тиімділігін көрсеткен химиялық әдістердің негізі.

Бұл жұмыстың мақсаты – Өзен кен орнының жағдайына қатысты полимерлік тоғыту технологиясын бағалау және ғылыми негіздеу. Осы мақсатта, ең алдымен, әлемдік өндіріс тәжірибесі зерттелді, оның ішінде Қытай, АҚШ, Канада, Үндістан, Оман және басқа елдердің соңғы ірі жобалар есепке алынды. Полимерлік тоғытуды тиімді қолдану критерийлері әзірленіп, кен орнының барлық объектілерінің геологиялық және физикалық сипаттамаларына скрининг жүргізілді. Сонымен қатар, потенциалды сынақ аймағын таңдау үшін фация карталарына және қазіргі игеру жағдайына талдау жүргізілді. Технологияны пилоттық сынақтан өткізу жобасын әзірлеу үшін жерүсті инфрақұрылымына шолу, сумен жабдықтау көздері мен әр түрлі полимерлердің сипаттамаларына талдау жүргізілді. Алдын ала гидродинамикалық есептеулер суланғандықтың төмендеуін, мұнай өндірудің ұлғаюын және мұнай алудың 7%-ға өсуін көрсетті. Ал техникалық-экономикалық негіздеулер мұнай бағасы 55 долл. США/барр.-ден асқан кезде өндірістік аймақтың табыстылығын растайды. Жүргізілген зерттеулер полимерлік тоғытуды одан әрі енгізу, бейімдеу және оңтайландыру үшін негіз болып табылады.

Негізгі сөздер: мұнай қарқындылығын арттырудың әдістері, полимерлік тоғыту, пилоттық сынақ, мұнай кен орны, скрининг.

EVALUATION AND SCIENTIFIC JUSTIFICATION OF POLYMER FLOODING APPLICATION IN THE UZEN OILFIELD

B.A. Imanbayev, M.S. Sagyndikov, R.M. Kushekov, M.O. Tajibayev

Branch of "KMG Engineering LLP" "KazNIPImunaygas", Aktau, Kazakhstan

The Uzen field is at the late stage of development, with an average field water cut of over 90% due to a long-term non-shale waterflooding. At the same time, the current oil saturation of the reservoir is estimated as more than 50%, which may provide a promising future for the field. According to world practice, the application of chemical enhanced oil recovery (CEOR) methods can provide high oil recovery, and extend the cost-effective life of the field. Therefore, the application of chemical enhanced oil recovery is particularly relevant considering the current status of the Uzen field. The main method of CEOR is polymer flooding (PF), which has proven its high efficiency over 60 years of application in the industry.

The objective of this study is to evaluate and justify the application of the polymer flooding technology to the conditions of the Uzen field. According to this objective, first of all, the world experience of polymer flooding was studied, including the latest large-scale projects in the fields of China, the USA, Canada, India, Oman and other countries. Criteria for the effective application of polymer flooding were developed and screening of the geological and physical characteristics (GPC) of all objects of the field was carried out. In addition, facies maps and the current state of development were analyzed to select a potential pilot test site. A review of the surface facilities, an analysis of the water supply sources and the characteristics of different polymers were carried out to develop a project for the pilot test of the technology. Preliminary hydrodynamic calculations show reduced water cut, increased oil production and an increase of 7% in oil recovery. Feasibility studies prove the profitability of the polymer flooding at oil prices above \$55/bbl. This study is the basis for further implementation, adaptation and optimization of polymer flooding

Keywords: enhanced oil recovery methods, polymer flooding, oil field, pilot test, screening.

Информация об авторах

Иманбаев Бакыт Алтаевич – директор филиала, *imanbayev_b@kaznipi.kz*.

***Таджибаев Максат Омурзакович** – директор департамента по разработке, *tajibayev_m@kaznipi.kz*.

Кушеков Руслан Маратович – инженер службы повышения нефтеотдачи пластов, *kushekov_r@kaznipi.kz*.

Сагындииков Марат Серикович – руководитель службы повышения нефтеотдачи пластов, *sagyndikov_m@kaznipi.kz*.

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, Казахстан

*Автор, ответственный за переписку