

УДК 539.3+539.374; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2025-3.21>
orcid.org/0000-0001-7331-1633
orcid.org/0000-0001-9879-8724
orcid.org/0000-0002-1749-6511

ПОДБОР ПОЛИМЕРА ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ



Г.Ж. МОЛДАБАЕВА¹,
доктор технических наук,
профессор,
g.moldabayeva@satbayev.university



Г.Б. ДҰЗБАЕВА²,
докторант,
G.Duzbayeva@kmge.kz



Ш.П. ТҮЗЕЛБАЕВА¹,
PhD доктор,
s.tuzelbayeva@satbayev.university

¹SATBAYEV UNIVERSITY
Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

²ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ»
Республика Казахстан, Z05H9E8, г. Астана, ул. Кунаева, блок» Б", д. 8

В настоящее время до 40% добычи нефти Казахстана приходится на месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, с неуклонно растущими темпами падения уровней добычи. Одним из наиболее распространенных и высокоэффективных способов увеличения нефтеотдачи является полимерное заводнение, позволяющее решить проблемы неравномерного вытеснения и увеличения обводненности продукции, низкого коэффициента охвата пласта. Успешная реализация данного метода во многом зависит от правильно выбранного полимера, для создания стабильного полимерного раствора со способностью сохранять вязкость закачиваемой воды на протяжении длительного времени. Кроме того, полимер должен обладать высокой устойчивостью к термобарическим условиям пласта, а также составу пластовых и закачиваемых вод. Для выбора подходящего полимера в рамках настоящей работы проведены лабораторные исследования на керне по определению коэффициента вытеснения, для месторождения с высоковязкой нефтью в условиях высокоминерализованной закачиваемой воды. Подбор оптимального полимера позволит не только повысить эффективность полимерного заводнения, но и продлить срок эксплуатации месторождения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: полимер, высоковязкая нефть, поздняя стадия разработки, коэффициент вытеснения нефти.

ЖОҒАРЫ ТҰТҚЫЛЫҚТЫ МҰНАЙ КЕН ОРНЫНДА ПОЛИМЕРЛЕРДІ СУ АЙДАУ ҮШІН ПОЛИМЕРДІ ТАҢДАУ

Г.Ж. МОЛДАБАЕВА¹, техника ғылымдарының докторы, профессор,
moldabayeva@satbayev.university

Г.Б. ДҰЗБАЕВА², докторант, G.Duzbayeva@kmge.kz

Ш.Р. ТҮЗЕЛБАЕВА¹, PhD доктор, оқытушы, s.tuzelbayeva@satbayev.university

¹SATBAYEV UNIVERSITY

Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ, Сәтбаев к., 22

²ЖШС “ҚМГ ИНЖИНИРИНГ”

Қазақстан Республикасы, Z05H9E8, Астана қ., Қонаев к., «Б» блок, 8 үй

Қазіргі уақытта Қазақстан мұнайын өндірудің 40% - ға дейіні игерудің кеш сатысындағы, өндіру деңгейінің құлау қарқынының өсіп жатырған кен орындарына тиесілі. Мұнай өндіруді арттырудың ең кең таралған және жоғары тиімді әдістерінің бірі-полимерлі су айдау, бұл өнімнің біркелкісісуы мен сулануын, қабаттың төмен қамту коэффициентін шешуге мүмкіндік береді. Бұл әдісті сәтті жүзеге асыру көбінесе дұрыс таңдалған полимерге байланысты, айдалатын судың тұтқырлығын ұзақ уақыт сақтай алатын тұрақты полимерлі ерітінді жасау үшін. Сонымен қатар, полимер қабаттың термобарикалық жағдайларына, сондай-ақ қабат пен айдалатын сулардың құрамына жоғары төзімділікке ие болуы керек. Қолайлы полимерді таңдау үшін осы жұмыс шеңберінде жоғары минералданған айдалатын су жағдайында тұтқырлығы жоғары мұнай кен орнының мұнай шығару коэффициентін анықтау бойынша өзекке зертханалық зерттеулер жүргізілді. Оңтайлы полимерді таңдау полимердің су айдау тиімділігін арттырып қана қоймай, кен орнының қызмет ету мерзімін ұзартуға мүмкіндік береді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: полимер, жоғары тұтқыр мұнай, игерудің кеш кезеңі, мұнай шығару коэффициенті.

POLYMER SELECTION FOR POLYMER FLOODING AT HIGHLY VISCOUS OIL FIELD

G.Zh. MOLDABAYEVA¹, Doctor of technical science, professor, g.moldabayeva@satbayev.university

G.D. DUZBAYEVA², doctoral student, G.Duzbayeva@kmge.kz

Sh.R. TUZELBAYEVA¹, Doctor PhD, s.tuzelbayeva@satbayev.university

¹SATBAYEV UNIVERSITY

22 Satpayev str., 050000, Almaty, Republic of Kazakhstan

²SRI “KMG ENGINEERING”

Kunaev str., Block "B", 8, Z05H9E8, Astana, Republic of Kazakhstan

Currently, up to 40% of Kazakhstan's oil production is produced from mature oil fields, with a steadily increasing rate of decline in production. One of the most common and highly effective methods for increasing oil recovery is polymer flooding, which allows solving the problems of uneven displacement and increased water cut of products, and low sweep efficiency. The successful implementation of this method largely depends on the correctly selected polymer to create a stable polymer solution with the ability to maintain the viscosity of the injected water for a long time. In addition, the polymer must be highly resistant to the thermobaric conditions of the formation, as well as the composition of formation and injected waters. To select a suitable polymer, within the

framework of this work, laboratory tests were carried out on core to determine the displacement coefficient for a field with highly viscous oil under conditions of highly mineralized injected water. Selecting the optimal polymer will not only increase the efficiency of polymer flooding, but also extend the life of the field.

KEY WORDS: *polymer, high viscous oil, mature oil field, displacement efficiency.*

Введение. На коллегии Министерства энергетики Республики Казахстан в 2023г была отмечена необходимость поддержки старых нефтегазовых месторождений и продления их жизненного цикла [1]. В условиях ожидаемого дальнейшего роста доли зрелых месторождений методы увеличения нефтеотдачи приковывают все большее внимания.

Первое искусственное заводнение, стало результатом случайности в 1865г в штате Пенсильвания [2]. На протяжении многих лет одним из основных методов разработки нефтяных месторождений мира как зрелых, так и вводимых в разработку является заводнение. При всех преимуществах данного метода в виде экономической доступности, относительной простоты, а также эффективности при необходимости стабилизации энергетического состояния залежей, заводнение, особенно на поздних стадиях разработки приводит к быстрому обводнению пластов и увеличению остаточных запасов.

Полимерное заводнение, являющееся одним из способов загущения воды с целью уменьшения соотношения подвижностей, является одним из наиболее экономически выгодных методов. Закачка полимеров применяется на различных стадиях заводнения, а не только на начальных этапах, как позиционировалось такой метод на заре своего создания, при этом стоит отметить, что данный метод играет ключевую роль в продлении «жизни» зрелых месторождений, обеспечивая сокращение объемов связанной нефти. Закачка полимеров увеличивает эффективность охвата пласта заводнением за счет улучшения отношения подвижности вода/нефть и, предназначается в основном для нефтей малой и средней вязкости и позволяет извлечь дополнительно от 5 % до 15 % начальных балансовых запасов нефти.

Так как зрелые месторождения по большей части находятся на пороге рентабельности, крайне важно грамотно осуществлять внедрение технологии полимерного заводнения, а также мониторинг эффективности, так как неправильный подход может захоронить не только потенциально-подвижные запасы, но и месторождение в целом. В связи с чем, применение технологии должно производиться с учетом геолого-физических характеристик месторождения, закачиваемой воды, состоянием разработки объектов, выбором подходящих скважин-кандидатов, а также постоянного наблюдения эффекта от технологии.

Цель настоящей работы заключается в обосновании выбора полимера для проведения полимерного заводнения на месторождении “N”, находящегося на завершающей стадии разработки, в условиях высокоминерализованных вод, для обеспечения наиболее эффективного процесса вытеснения.

В таких странах как Индия, Китай, Оман, Франци технология полимерного заводнения получила широкое распространение, в большинстве опытно-промышленных работ получены положительные результаты, что стало обоснованием ввода технологии в промышленных масштабах.

Один из успешных опытов применения ПЗ на месторождении Канады – Pelican Lake, с вязкостью нефти более 1200 сП и комплексным подходом к системе разработки (бурение горизонтальных скважин с применением полимерного заводнения, модификация полимерного заводнения и др.) позволил увечить коэффициент нефтеизвлечения (КИН) до 25%. [3].

Практическое применение полимерного заводнения на месторождении Sabriyah расположенное в Кувейте, показало эффективность технологии, оценивающийся в дополнительной добыче в 7,3 % коэффициента нефтеизвлечения. [3]

Внедрение полимерного заводнения способствует снижению соотношения подвижностей вытесняющей и вытесняемой фазы, что влечет к увеличению охвата заводнением и предотвращением прорыва воды в добывающих скважинах. По результатам пилотного проекта полимерного заводнения на зрелом месторождении Alaska North Slope с высоковязкой нефтью обводненность которого на дату начала опытно-промышленных работ составляла 80%, спустя 9 месяце закачки полимера наблюдается снижение обводненности, до 45%, в первые 2 месяца, с последующим ростом до 50%. [4]

Наиболее крупным объектом, разрабатываемым с применением полимерного воздействия и с использованием сшивающих агентов, в Казахстане является восточный участок месторождения Каламкас (30 нагнетательных и 120 добывающих скважин), на котором внедрение технологии полимерного заводнения берет начало в 1981г. В течение 1981-1982 гг. на первоочередном участке осуществлялся вариант «чистого» полимерного заводнения. Объект характеризовался высокой проницаемостью пластов при их послойной неоднородности. С 1983 г. на месторождении начато заводнение сшитого-полимерной системой (СПС), которая характеризуется малым временем гелеобразования, повышенной концентрацией полимера и сшивателя. На сегодняшний день по результатам применения полимерного заводнения на месторождении добыто свыше 1,1 млн тонн дополнительной добычи нефти.

Вторым отечественных месторождением, на котором апробирована технология ПЗ является месторождение Нуралы, расположенное в Южно-Тургайском бассейне. Опытное-промышленное внедрение полимерного заводнения показало увеличение добычи нефти на 7 тыс. т, при этом обводненность скважин снизилась на 4-5%. [5]

Месторождение «N» было открыто в 1981 г. Геологический профиль пробуренных скважин включает отложения от неоген-четвертичных палеогена до верхнепермских включительно. Максимальная вскрытая толщина осадочных пород составила 2500 метров.

Структура «N» по данным сейсмических исследований 3Д является межкупольной и расположена в зоне почти полного отсутствия соленосной толщи кунгурского яруса. Нефтеносность месторождения связана с апт-неокомским и неокомским горизонтами. В качестве основного выделен II-неокомский горизонт, геолого-физические характеристики которого представлены в *таблице 1*.

Ввиду сложного геологического строения, обусловленного высоким расчленением пластов, разработка месторождения вызывает значительные трудности. Промышленная разработка месторождения началась в 90-х годах, на текущий момент как видно из *рисунка 1*, месторождение уже находится на завершающейся стадии

разработки, характеризующейся высокой обводненностью на уровне 93%, и низкими дебитами нефти. С целью поддержания энергетического состояния с начала разработки внедрена система поддержания пластового давления, при этом на протяжении эксплуатации объекта наблюдается прямая зависимость между закачкой рабочего агента и добычей нефти. Ввиду высокой вязкости нефти, и с учетом продолжительного периода закачки, текущая эффективность заводнения значительно меньше в сравнении с начальным периодом, что обусловлено прорывами закачиваемой воды, ввиду неблагоприятного соотношения подвижностей, в силу формирования промытых каналов и снижения охвата заводнением. Согласно анализу неоднородности межскважинного пространства, путем проведения трассерных исследований (рисунок 2), на месторождении наблюдается наличие высокопроницаемых каналов, характеризующихся высокой скоростью и проницаемостью межскважинного пространства. Данные каналы препятствуют созданию ровного фронта вытеснения и при водят к образованию остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти. Вышеописанные проблемы разработки возможно устранить, при помощи применения полимерного заводнения, с изоляцией высокопроводимых каналов фильтрации, улучшением соотношения подвижностей, ввиду увеличения вязкости закачиваемого реагента. Эффективность полимерного заводнения при этом во многом будет зависеть от типа подобранного полимера, его стабильности в пластовых условиях. В случае рассматриваемого месторождения такие факторы как: высокая минерализация воды, наличие ионов железа в используемой воде, значительно усложняют возможности полимера, так как способствуют его разрушению, в связи с чем для обоснования выбора полимера, необходимо проведение лабораторных исследований. [6]

Таблица 1 – Исходные геолого-физические характеристики

Параметры	Горизонт
	II неокон
Средняя глубина залегания, м	906
Тип залежи	Пластовые, сводовые, тектонически и частично литологически экранированные
Тип коллектора	Поровый
Средняя общая толщина, м	20,2
Пористость средневзвешенная, доли ед.	0,29
Нефтенасыщенность средневзвешенная, доли ед.	0,61
Проницаемость по ГДИС, мД	621
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,84
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,4
Начальная пластовая температура, °С	38,9
Начальное пластовое давление, МПа	10,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	21,5
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,79
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,895
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,164
Содержание серы в нефти, %	0,4
Содержание парафина в нефти, %	0,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,6
Газосодержание нефти, м ³ /т	31,3
Плотность воды в пласт. условиях, г/см ³	1,091
Средняя продуктивность, м ³ /(сут*МПа)	33,19
Минерализация вод, г/дм ³	134,6

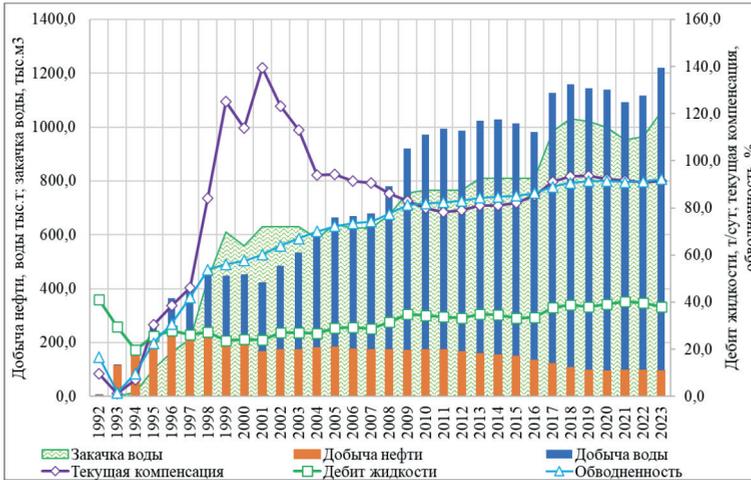


Рисунок 1 – График разработки основного объекта месторождения «N»

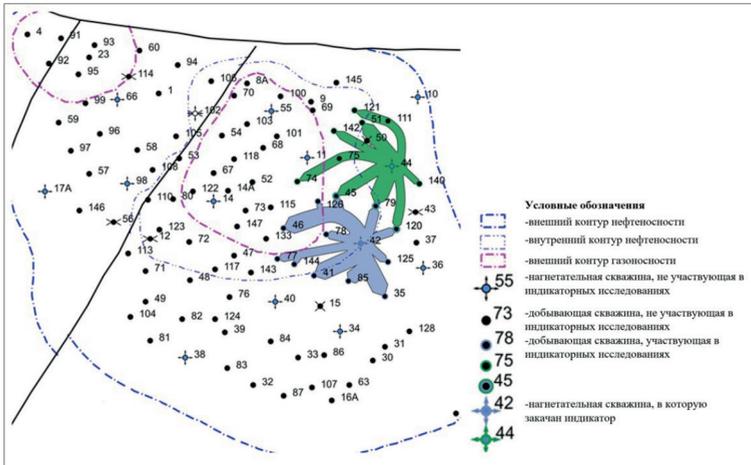


Рисунок 2 – Карта расположения скважин с нанесением выхода индикаторов по 2 участкам месторождения «N»

Материалы и методы исследования. Полимерное заводнение относится к химическим методам повышения нефтеотдачи, основанным на введении полимера в закачиваемую воду для увеличения её вязкости. Этот подход позволяет улучшить процесс вытеснения углеводородов за счёт повышения степени охвата коллектора. Увеличение вязкости воды и снижение проницаемости пласта по водной фазе, достигаемое использованием определённых полимеров, приводит к уменьшению отношения подвижностей. Это, в свою очередь, положительно сказывается на коэффициенте вытеснения и охвата пласта по объёму.

Экономическая эффективность полимерного заводнения обычно достигается в случаях, когда при традиционном заводнении наблюдается высокое отношение подвижностей, значительная неоднородность пласта или сочетание этих факторов.

Водорастворимые полимеры, находясь в соляных растворах, разворачиваются и набухают, что приводит к увеличению вязкости раствора. Закачка такой загущенной воды в пласт способствует улучшению охвата коллектора как по объёму, так и по мощности. В результате, при неизменном объёме закачки, обеспечивается более высокий уровень добычи нефти.

Определение коэффициента вытеснения нефти водой и полимером проводилось с соблюдением условий, максимально приближенных к пластовым.

Для насыщения образцов был использован автоматический сатуратор (AST-600), позволяющий в автоматизированном порядке выбирать время откачки воздуха и давления насыщения для быстрого и полного насыщения образцов керна. Для определения остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны использовали систему PLS-200 с 4-мя гидростатическими кернодержателями, где для вытеснения воды использовали увлажнённый воздух.

Все эксперименты, для получения более достоверных результатов (концевые эффекты), проводились на моделях, сформированных от трех до пяти образцов в зависимости от проницаемости, где длина модели доходила до 26 см.

Нагнетание пластовой воды и полимера в режиме постоянного расхода 0,1 - 1,5 мл/мин в зависимости от проницаемости после остановки закачки насыщающей фазой (нефти) проводилось непрерывно, до достижения необходимой промывки порового объема.

Рентген-сканирование для определения текущей водонасыщенности образцов во время вытеснения проводилось по установленному времени шагов зависимости от промывки.

Базовое рентген-сканирование образцов при 100% насыщенности нефтью и водой также было проведено в идентичных термобарических условиях, как и при эксперименте по вытеснению.

Порядок последовательности проведения эксперимента такой:

Насыщение образца 100% водой и дальнейшее его сканирование, для получения «базового скана» по воде;

С помощью полупроницаемой мембраны получение остаточной водонасыщенности, с последующим насыщением образца пластовой нефтью;

Сканирование образца в процессе вытеснения нефти водой;

Экстрагирование и обратное насыщение пластовой нефтью;

Сканирование 100% нефтенасыщенного образца («базовый скан» по нефти).

Во время экспериментов, задавая разные режимы при разных насыщенностях модели образцов, рассчитывались проницаемости, что также имеет важную информацию по свойствам пород коллекторов.

Определение коэффициента проницаемости по жидкости (по воде, по нефти и по нефти при остаточной водонасыщенности) основано на определении перепада давления на модели пласта $P_1 - P_2$ при известном расходе жидкости $Q_{ж}$.

$$k_{ж} = \frac{\mu * Q_{ж} * L}{(P_1 - P_2) * A} * 1000$$

Где: $k_{ж}$ – проницаемость по жидкости, мД;
 μ – вязкость жидкости, сП;
 $Q_{ж}$ – величина потока жидкости, см³/с;
 P_1 – входящее давление, атм;
 P_2 – нисходящее давление, атм;
 A – площадь сечения образца перпендикулярно, см²;
 L – длина образца, см.

Результаты и обсуждение. Для второго неоконского горизонта месторождения “N” были использованы менее вязкие масла WX-32 и ISOPAR-M соответственно в процентных отношениях 81,9 и 18,1%, что соответствовало вязкости пластовым условиям 15,3 сП при температуре 39 °С.

Полимеры Флораам 5205VHM и Flocomb 6725 были отобраны в качестве подходящих вариантов. Необходимая концентрация активного полимера составила примерно 1500 ppm, что соответствует вязкости 13сП для Флораам 5205VHM и 16.5 сП для Flocomb 6725. С целью моделирования процесса вытеснения построены 2 модели №5 и №6 содержащие 3 и 4 образца керна соответственно, параметры которых приведены в *таблице 2*. Результаты специальных исследований по определению коэффициента вытеснения приведены в *таблице 3*.

Таблица 2 – Параметры образцов керна, отобранных для моделирования вытеснения нефти водой и полимером

№ п/п	Интервал	Модель образцов керна	Длина образца, см	Диаметр образца, см	Объем пор, см ³	Пористость, %	Минералогическая плотность, г/см ³	Проницаемость по газу, мД
1	1166,12	Модель №5	4,800	3,821	17,749	32,2	2,656	527,0
2	1163,36		5,406	3,802	22,883	37,3	2,636	150,2
3	1165,49		5,207	3,815	18,627	31,3	2,547	1400,0
4	1165,12	Модель №6	5,206	3,806	21,902	37,0	2,639	5000,0
5	1166,36		4,879	3,829	20,827	37,1	2,628	6900,0
6	1162,81		5,185	3,796	21,941	37,4	2,641	4750,0
7	1162,38		5,115	3,824	21,178	36,1	2,642	4900,0

Таблица 3 – Результаты специальных экспериментов моделей №5 и №6

Модель образцов керна		Модель №5			Модель №6							
Наименование образца		64	58	62	61	65	56	55				
Глубина, м		1166,1	1163,4	1165,5	1165,1	1166,4	1162,8	1162,4				
Температура, °С		39			39							
Давление всестороннего обжима, МПа		~ 12			~ 12							
Давление на выходе (обратное давление), МПа		~ 5			~ 5							
Проницаемость по воде при 100%-ной водонасыщенности, мД		Режим 1		19,1					217,2			
		Режим 2		19,7								
		Режим 3		19,8								
Эксперимент №1		Проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, мД		Режим 1		45,9						
				Режим 2		45,0						
		Режим 3		47,9								
		Описание эксперимента		Вытеснение нефти водой			Вытеснение нефти водой					
Остаточная водонасыщенность, доли ед.		0,486	0,232	0,286	0,324	0,277	0,237	0,368				
		0,325			0,301							
Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.		0,419	0,386	0,280	0,497	0,332	0,385	0,530				
		0,362			0,436							
Квыт, %		18,5	49,8	60,8	26,4	54,1	49,6	16,2				
		45,6			37,6							
Эксперимент №2		Проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, мД		Режим 1		24,1					441,6	
				Режим 2		27,3					440,0	
				Режим 3							437,1	
		Описание эксперимента		Вытеснение нефти водой и полимером			Вытеснение нефти водой, полимером и водой					
		Остаточная водонасыщенность, доли ед.		0,465	0,225	0,239	0,325	0,255	0,203	0,345		
				0,301			0,282					
Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.		0,390	0,362	0,265	0,334	0,252	0,338	0,340				
		0,340			0,317							
Квыт, %		27,0	53,3	65,2	50,5	66,2	57,6	48,1				
		50,9			56,0							
Эксперимент №3		Проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, мД		Режим 1		28,0					352,0	
				Режим 2		26,4					329,4	
		Описание эксперимента		Вытеснение нефти водой, полимером и водой			Вытеснение нефти водой и полимером					
		Остаточная водонасыщенность, доли ед.		0,451	0,229	0,278	0,344	0,288	0,208	0,363		
				0,311			0,300					
Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.		0,374	0,311	0,286	0,329	0,262	0,245	0,239				
		0,322			0,269							
Квыт, %		31,8	59,7	60,4	49,9	63,1	69,1	62,5				
		52,4			61,6							

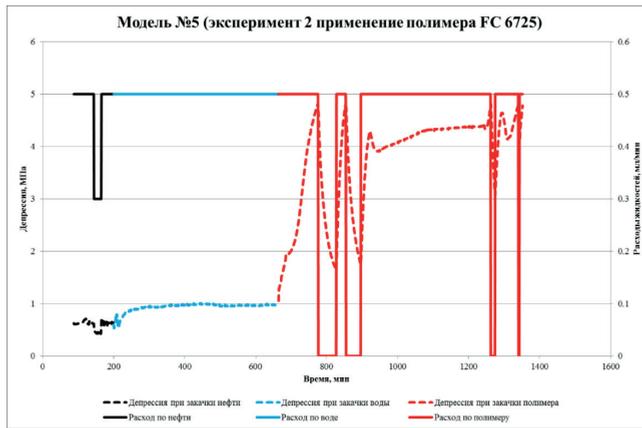


Рисунок 3 – График закачки и депрессии при проведении эксперимента 2 на модели 5 по времени

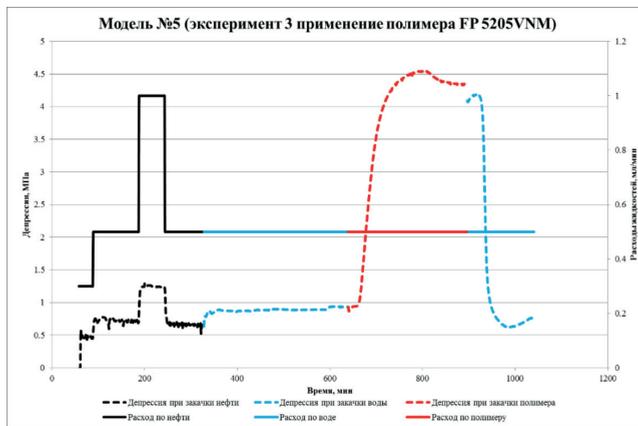


Рисунок 4 – График закачки и депрессии при проведении эксперимента 3 на модели 5 по времени

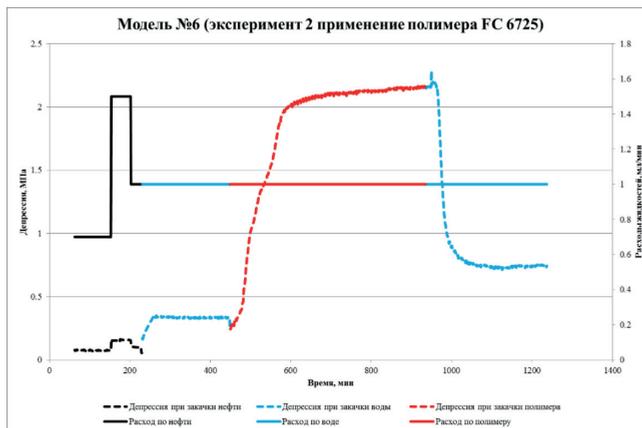


Рисунок 5 – График закачки и депрессии при проведении эксперимента 2 на модели 6 по времени

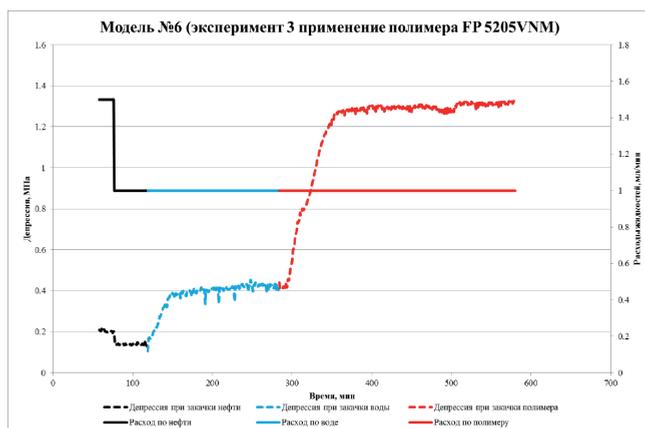


Рисунок 5 – График зачекки и депрессии при проведении эксперимента 2 на модели 6 по времени

По данным эксперимента №1, при вытеснении нефти водой при остаточной водонасыщенности равной для модели №5 – 32,5 и для модели №6 – 30,1%, остаточные значения нефтенасыщенности составили 36,2 и 43,6%, соответственно. Следовательно, получены достаточно низкие значения коэффициентов вытеснения равных 45,6% (модель №5) и 37,6% (модель №6).

При вытеснении нефти водой и полимером (эксперимент №2) остаточная нефтенасыщенность составил для модели №5 – 34% и для модели №6, при вытеснении нефти водой, полимером и водой – 31,7%. Коэффициент вытеснения при остаточной водонасыщенности равной 30,1% (модель №5) и 28,2% (модель №6) составил 50,9% (модель №5) и 56% (модель №6). (рисунки 3 и 5)

При вытеснении нефти водой, полимером, затем водой (эксперимент №3) значение остаточной нефтенасыщенности составило 32,2% (модель №5) и для модели №6 при вытеснении водой и полимером – 26,9%. Коэффициент вытеснения равен 52,4% (модель №5) и 61,6% (модель №6). Остаточная водонасыщенность породы равна 31,1% (модель №5) и 30% (модель №6). (рисунки 4 и 6)

При этом необходимо учитывать ряд важных факторов, пренебрежение которыми может привести к технологическим и соответственно, экономическим неблагоприятным последствиям. Одним из осложнений может быть при низкой мобильности полимера, спровоцирование гидроразрыва пласта или же низкой приёмистости нагнетательных скважин. Следует отметить, что, практически все образцы керна имеют гидрофильный характер смачиваемости, что важно при создании гидродинамической модели пласта. Сводные результаты 3 экспериментов приведены в таблице 4. Положительные результаты с применением небольших объемов полимера в микро-масштабе, служат обоснованием для дальнейшего применение в макро-масштабе, при этом согласно проведенным исследованиям, даже при разовом применении при средней концентрации раствора полимера в 0,05% в объеме от 30 до 1200 м³ наблюдаются положительные результаты. [7] Согласно исследованиям, небольшие порции раствора полимера показывают высокую эффективность, ввиду создания оторочки после разрушения и дальнейшего ее продвижения при закачке

воды. [8] При реализации полимерного заводнения таким образом наблюдается большая эффективность в сравнении с закачкой большого объема полимера. [9]

Таблица 4 – Сводные результаты 3 экспериментов по определению коэффициента вытеснения на модели №5 и Модели №6

Наименование полимера	№ Эксперимента	Модель 5	Модель 6	Описание эксперимента
		Коэффициент вытеснения, %		
-	1	45,6	37,6	вода
Flocomb 6725	2	50,9	56,0	вода-полимер-вода
Flopaam 5205VHM	3	52,4	61,6	вода-полимер

Полиакриламид, в состав которого входит акриламид, является экологически безопасным веществом.

Полиакриламид (ПАА), карбоцепной полимер ($-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{CONH}_2)-$).

Белый аморфный порошок, молекулярная масса от $3 \cdot 10^{-4}$ до $1,5 \cdot 10^{-7}$; растворяется в воде, формамиде, диэтилсульфоксиде, не растворяется в спиртах. Термически устойчив до 100°C , при $120^\circ-130^\circ\text{C}$ происходит деструкция полимера, выделяется аммиак, возникает трехмерная структура и теряется растворимость. Технический полиакриламид представляет собой сополимер полиакриламида с акрилатами при содержании последних не более 10%. Производят технический полиакриламид из нитрила акриловой кислоты $\text{CH}_2=\text{CH}-\text{CN}$, который при гидролизе в присутствии серной кислоты дает акриламид и частично акриловую кислоту. Избыток серной кислоты нейтрализуют либо известью, либо аммиаком и затем полимеризуют. Получают так называемый “известковый полиакриламид”, содержащий акрилат кальция, или “амиачный полиакриламид”, содержащий акрилат аммония.

В обоих случаях конечный продукт полиакриламид-гель, прозрачная желеобразная вязкая масса молочно-белого или желто-зеленого цвета.

Известковый полиакриламид содержит 7—9% полимера и не более 0,2% нерастворимых веществ; амиачный полиакриламид — 5—6% полимера, 14—18% сульфата аммония и не более 0,1% нерастворимых веществ.

Выпускают полиакриламиды двух сортов: высший, с повышенной молекулярной массой, и первый.

Технический полиакриламид — малотоксичное вещество; предельно допустимая концентрация его в питьевой воде — 2 мг/л. Сам полиакриламид практически не токсичен, вредна в нем примесь мономера (акриламида), которая не должна превышать 2,5% от массы полимера в продукте.

Полиакриламид широко применяется как флокулянт. Использование его для очистки питьевой воды и в сельскохозяйственном производстве также подтверждает безопасность полимера для окружающей среды.

Он не используется при высоких температурах. Анионный полиакриламид является “нетоксичным” химическим соединением:

1. Экологически безопасным
2. Безопасным для рыб и водных организмов, диких животных и растений
3. Негорючим.

Выводы. Полимерное заводнение является одним из наиболее распространенных и эффективных методов увеличения нефтеотдачи, суть которого заключается в увеличении вязкости закачиваемой воды, сопровождающейся улучшением соотношения подвижностей, увеличением охвата заводнением, применяемым на различных талиях разработки месторождений.

Месторождение «N» находится на поздней стадии разработки, характеризующейся снижением продуктивности скважин и высоким уровнем обводненности. Текущая система заводнения требует оптимизации ввиду снижения эффективности по причине наличия промытых каналов фильтрации, связанной с продолжительностью исторической закачки, и прорывом воды.

В с целью подбора оптимального полимера выполнены лабораторные эксперименты по определению коэффициента вытеснения на 2 моделях №5 и №6, каждая из которых содержит 3 и 4 образца керна соответственно. В общей сложности проведено 3 эксперимента:

1 эксперимент – вытеснение нефти водой;

2 эксперимент – вытеснение нефти водой и полимером Flocomb 6725;

3 эксперимент – вытеснение нефти водой и полимером Floraam 5205VHM.

По результатам проведенных экспериментов выявлено, что применение полимера на месторождении «N» позволяет увеличить коэффициент вытеснения. Наиболее ярким подтверждением данного утверждения являются результаты определения коэффициента вытеснения на модели №6, в которой применение полимера Flocomb 6725 позволило увеличить коэффициент вытеснения в 1,49 раз, а применение полимера марки Floraam 5205VHM в 1,63 раза, что соответствует значению в 61,6%.

Как показали результаты исследований на модели №5, при вытеснении водой коэффициент вытеснения составил 45,6%, применение полимера Flocomb 6725 позволило увеличить показатель до 50,9%, полимер Floraam 5205VHM увеличил данный коэффициент до 52,4%. С учетом вышеизложенного, с целью оптимизации системы заводнения, месторождения поздней стадии разработки, рекомендуется применение полимерного заводнения с использованием полимера марки Floraam 5205VHM. 

Благодарность. Данная статья была выполнена при финансовой поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (№ AP22682919 «Научно-технические основы мониторинга применения полимерного заводнения для увеличения нефтеотдачи на месторождениях Республики Казахстан»).

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Капитал цент деловой информации. В КазМунайГазе определили топ-12 зрелых месторождений. [Электрон. ресурс] – 2024. – URL: <https://kapital.kz/economic/127245/v-kazmunaygaze-opredelili-top-12-zrelykh-mestorozhdeniy.html>. (дата обращения 05.12.2024). [Kapital tsent delovoy informatsii. V KazMunayGaze opredelili top-12 zrelykh mestorozhdeniy. [Elektron. resurs] – 2024. – URL: <https://kapital.kz/economic/127245/v-kazmunaygaze-opredelili-top-12-zrelykh-mestorozhdeniy.html>. (data obrashcheniya 05.12.2024).]

- 2 Delamaide E. et al. Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding in a Heavy Oil Reservoir // SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, 2013. – SPE 165234. – P. 1. <https://doi.org/10.2118/165234-PA>.
- 3 Mohammed Taha Al-Murayri et al. First Successful Long-Term Polymer Injectivity Test in the Upper Burgan Formation of the Sabriyah Field to Fast-Track Phased Commercial Polymer-Flooding Development // ADIPEC held in Abu Dhabi, UAE, 2023. – SPE-216587-MS. – P. 16. <https://doi.org/10.2118/216587-MS>.
4. Samson Ning., John Barnes., Reid Edwards., Kyler Dunford., Kevin Eastham., Abhijit Dandekar., Yin Zhang., Dave Cercone., Jared Ciferno. First Ever Polymer Flood Field Pilot to Enhance the Recovery of Heavy Oils on Alaska's North Slope – Polymer Injection Performance // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, 2019. – URTEC-2019-643-MS. – P. 15. <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-643>.
- 5 Р.Ж. Абилов, А.Г. Мухамедова, Б. Панабеккызы, Н.А. Еремин, Ж.Ж. Абилов, А.А. Нестеркин. Опытно-промышленное внедрение полимерного заводнения на месторождении южно-тургайского бассейна. // Нефтепромысловое дело. - №5. – 2016г. С. 19. [R.Zh. Abirov. A.G. Mukhamedova. B. Panabekkyzy. N.A. Eremin. Zh.Zh. Abirov. A.A. Nesterkin. Opytno-promyshlennoye vnedreniye polimernogo zavodneniya na mestorozhdenii yuzhno-turgayskogo basseyna. // Neftepromyslovoye delo. - №5. – 2016g. С. 19.]
- 6 Л.Р. Газалева, Л.Ф. Давлетшина. Оценка критериев применения полимерного заводнения в осложненных пластах. Обзор. // Вестник технологического университета. 2024. – №4. – С. 22. https://elibrary.ru/download/elibrary_65657545_32958352.pdf. [L. R. Gazaleyeva. L. F. Davletshina. Otsenka kriteriyev primeneniya polimernogo zavodneniya v oslozhnennykh plastakh. Obzor. // Vestnik tekhnologicheskogo universiteta. 2024. – №4. – S. 22. https://elibrary.ru/download/elibrary_65657545_32958352.pdf.]
- 7 Поплыгина И.С. Возможности повышения эффективности разработки залежи с высоковязкой нефтью на территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 57–66. [Poplygina I.S. Vozmozhnosti povysheniya effektivnosti razrabotki zalezhi s vysokovyazkoy neftyu na territorii Permskogo kraya // Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoye i gornoye delo. – 2014. – № 11. – S. 57–66.]
- 8 Gao C., Shi J., Zhao F. Successful polymer flooding and surfactant-polymer flooding projects at Shengli Oilfield from 1992 to 2012 // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2014. – Vol. 4, iss. 1. – March. – PP. 1–8.
- 9 Гафаров Ш.А. Экспериментально-лабораторное обоснование и оценка результатов закачки «ПДС + ПАВ» в порово-кавернозно-трещинные карбонатные пласты Балкановского месторождения АНК «БАШНЕФТЬ» // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 2. С. 7. [http://ogbus.ru/article/eksperimentalno-laboratornoe-obosnovanie-i-ocenka-rezultatov-zakachki-pdspav-v-porovo-kavernozno-treshchinnye-karbonatnyeplasty-balkanovskogo-mestorozhdeniya-ank-bashneft](http://ogbus.ru/article/eksperimentalno-laboratornoe-obosnovanie-i-ocenka-rezultatov-zakachki-pdspav-v-porovo-kavernozno-treshhinnye-karbonatnyeplasty-balkanovskogo-mestorozhdeniya-ank-bashneft). [Gafarov Sh.A. Eksperimentalno-laboratornoye obosnovaniye i otsenka rezultatov zakachki «PDS + PAV» v porovo-kavernozno-treshchinnyye karbonatnyye plasty Balkanovskogo mestorozhdeniya ANK «BASHNEFT» // Neftegazovoye delo. – 2005. – № 2. С. 7. <http://ogbus.ru/article/eksperimentalno-laboratornoe-obosnovanie-i-ocenka-rezultatov-zakachki-pdspav-v-porovo-kavernozno-treshhinnye-karbonatnyeplasty-balkanovskogo-mestorozhdeniya-ank-bashneft>]