

УДК 622.275/276; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-5.12>

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

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

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

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

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

<https://orcid.org/0000-0002-8947-0492>

<https://orcid.org/0009-0004-6199-0201>

<https://orcid.org/0000-0002-4776-2251>

<https://orcid.org/0000-0002-1885-0367>

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ И ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА



А.Р. ТОГАШЕВА¹,
кандидат технических наук,
ассоц. профессор,
aliya.togasheva@yu.edu.kz



Р.У. БАЯМИРОВА¹,
кандидат технических наук,
ассоц. профессор,
ryskol.bayamirova@yu.edu.kz



А.Т. ЖОЛБАСАРОВА¹,
кандидат технических наук,
ассоц. профессор,
aigul.gusmanova@yu.edu.kz



М.Д. САРБОПЕЕВА¹,
доктор PhD, ассоц. профессор,
manshuk.sarbopayeva@yu.edu.kz



Д.С. САДУАКАСОВ¹,
кандидат технических наук,
ассоц. профессор,
danabek.saduakassov@yu.edu.kz



М.Д. БИСЕНГАЛИЕВ³,
кандидат технических наук,
ассоц. профессор,
maks_bisengali@mail.ru

Б.Е. ХАМЗИНА², PhD, и.о. доцент, Bayanh@mail.ru

Н.М. ЖУМАГАЛИЕВА², магистр, преподаватель, zhumagaliyeva.nurzhamal@inbox.ru

А.Б. КАЛЖАНОВА¹, докторант Yessenov University, a7ok_86@mail.ru

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

²НАО «ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКИЙ АГРАРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. ЖАНГИР ХАНА»

Республика Казахстан, 090009, г. Уральск, ул. Жангир хана, 51

³НАО «АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. САФИ УТЕБАЕВА»,
Республика Казахстан, 060027, г. Атырау, ул. М. Баймуханова, 45а

В статье рассматривается оценка соответствия используемых реагентов для выравнивания профиля и изоляции водопритока условиям месторождений АО «ММГ». В процессе выравнивания профиля в двухтрубчатой модели изолировалась высокопроницаемая трубка, до не выделения жидкости из трубки. При последующей закачке наблюдалось вхождение жидкости в высокопроницаемую зону. После эксперимента модель была разобрана и в торце модели было обнаружено скопление реагента. Приведена оценка подключения пластов, а также оценка эффективности после применения реагентов. В настоящее время большинство нефтяных скважин на месторождении Каламкас принимают около 200 т/зв сутки, в зависимости от пластовых условий и мощности принимающего пласта, радиус выравнивания профиля составляет всего 5-7 метров. Из-за ограниченного радиуса эффективность работ выравнивания имеет краткосрочный период.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефть, реагент, выравнивание профиля, месторождение, пласт.

ПРОФИЛЬДІ ТЕГІСТЕУ ЖӘНЕ СУ АҒЫНЫН ОҚШАУЛАУ ҮШІН РЕАГЕНТТЕРДІҢ ТИІМДІЛІГІН ТАЛДАУ

А.Р. ТОГАСHEVA¹, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
aliya.togasheva@yu.edu.kz

Р.У. БАЯМИРОВА¹, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
ryskol.bayamirova@yu.edu.kz

А.Т. ЖОЛБАСАРОВА¹, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz

М.Д. САРБОПЕЕВА¹, PhD докторы, қауымдастырылған профессор,
manshuk.sarbopayeva@yu.edu.kz

Д.С. САДУАКАСОВ¹, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
danabek.saduakassov@yu.edu.kz

Б.Е. ХАМЗИНА², PhD докторы, міндетін атқарушы доценті, Bayanh@mail.ru

Н.М. ЖУМАГАЛИЕВА², магистр, оқытушы, zhumagaliyeva.nurzhamal@inbox.ru

М.Д. БИСЕНГАЛИЕВ³, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
maks_bisengali@mail.ru

А.Б. КАЛЖАНОВА¹, докторант Yessenov University, a7ok_86@mail.ru

¹Ш. ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ МЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНОЛОГИЯ
ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ,

Қазақстан Республикасы, 130000, Ақтау қаласы, 32 мкр.

²ЖӘҢГІР ХАН АТЫНДАҒЫ БАТЫС ҚАЗАҚСТАН АГРАРЛЫҚ-ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ
Қазақстан Республикасы, 090009, Орал қаласы, Жәңгір хан көшесі, 51

³С. ӨТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫ АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 060027, Атырау қаласы, Баймұханов көшесі, 45а

Мақалада «ММГ» АҚ кен орындарының жағдайларына профильді теңестіру және су ағынын оқшаулау үшін пайдаланылатын реагенттердің сәйкестігін бағалау қарастырылады. Профильді туралау процесінде екі құбырлы түтіктен сұйықтық шықпағанға дейін модельде жоғары өткізгіш аймаққа енуі байқалды. Кейінгі кезекті айдау кезінде сұйықтықтың жоғары өткізгіш аймаққа енуі байқалды. Эксперименттен кейін модель бөлшектеліп, модельдің соңында реагент кластері табылды. Қабаттардың қосылуын бағалау, сондай-ақ реагенттерді қолданғаннан кейінгі тиімділікті бағалау берілген. Қазіргі уақытта Қаламқас кен орнындағы мұнай ұңғымаларының көпшілігі тәулігіне шамамен 200 м³ қабылдайды, қабаттық жағдайларға және қабылдаушы қабаттың қуатына байланысты профильді теңестіру радиусы небәрі 5-7 метрді құрайды. Радиусы шектеулі болғандықтан, туралау жұмыстарының тиімділігі қысқа мерзімді кезеңге ие.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: мұнай, реагент, профильді теңестіру, кен орны, қабат.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF REAGENTS FOR CORRECTING THE PROFILE AND ISOLATION OF WATER INFLOW

А.Р. ТОГАСHEBA¹, Ph. Sci, Associate Professor, aliya.togasheva@yu.edu.kz
Р.У. БАЯМИРОВА¹, Ph. Sci, Associate Professor, ryskol.bayamirova@yu.edu.kz
А.Т. ЖОЛБАСАРОВА¹, Ph. Sci, Associate Professor, akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz
М.Д. САРБОПЕЕВА¹, Ph. Sci, Associate Professor, manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz
Д.С. САДУАКАСОВ¹, Ph. Sci, Associate Professor, danabek.saduakassov@yu.edu.kz
Б.Е. ХАМЗИНА², Ph. Sci, Acting Associate Professor, Bayanh@mail.ru
Н.М. ЖУМАГАЛИЕВА², Master's degree, teacher, zhumagaliyeva.nurzhamal@inbox.ru
М.Д. БИСЕНГАЛИЕВ³, Ph. Sci, Associate Professor, maks_bisengali@mail.ru
А.Б. КАЛЖАНОВА¹, doctoral student Yessenov University, a7ok_86@mail.ru

¹CASPIAN STATE UNIVERSITY OF TECHNOLOGIES AND ENGINEERING
NAMED AFTER S.YESSENOV,
32 md Aktau, 130000, Republic Kazakhstan

²ЖӘНГІР ХАН АТЫНДАҒЫ БАТЫС ҚАЗАҚСТАН АГРАРЛЫҚ-ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТИ
Uralsk city, Zhangir khan street 51, 090009, Republic of Kazakhstan

³ATYRAU UNIVERSITY OF OIL AND GAS NAMED AFTER S. UTEBAEV,
Baimukhanova st 45a, Atyrau, 060027, Republic Kazakhstan

The article considers the assessment of the conformity of the reagent used to align the profile and isolate the water inflow to the conditions of the deposits of MMG JSC. In the process of profile alignment, a highly permeable tube was isolated in the two-tube model, until the liquid was not separated from the tube. During subsequent injection, liquid was observed entering a highly permeable zone. After the experiment, the model was disassembled and an accumulation of reagent was found in the end face of the model. An assessment of the connection of the layers is given, as well as an assessment of the effectiveness after the use of reagents. Currently, most oil wells in the Kalamkas field take about 200 m³ per day, depending on reservoir condition and the capacity of the receiving reservoir, the profile alignment radius is only 5-7 meters. Due to the limited radius, the effective period of the alignment works has a short-term period.

KEY WORDS: oil, reagent, profile alignment, field, formation.

Введение. Хорошо известно, что некоторые добавки придают водным и углеводородным системам свойства неньютоновских жидкостей, которые широко используются, в частности, в нефтяной промышленности. Эти добавки

используются в процессах полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи пластов и демонстрируют практическую значимость исследования течения неньютоновской жидкости через пористые среды. Высокая цена на нефть и необходимость все более высоких показателей нефтеотдачи способствуют использованию таких передовых технологий. Методы восстановления. В дополнение к повышению нефтеотдачи пластов, неньютоновский поток жидкости через пористые среды имеет значение в различных областях применения, таких как переработка полимеров, смазка и утилизация отходов.

Неньютоновский – это общий термин, который включает в себя множество сложных явлений в жидкости, для правильного описания которых требуются сложные математические модели. Дополнительные сложности возникают при рассмотрении течения через пористые среды из-за сложности траекторий течения, которые включают в себя сосуществование компонентов сдвига и растяжения. До сих пор не было разработано общей методологии [1].

Месторождение Каламкас представляет собой типичный высокоминерализованный коллектор, минерализация воды нефтеносного пласта достигает 148640 mg/l, минерализация сточной воды – 79600 mg/l, содержание ионов кальция и магния до 5760 mg/l, диапазон температуры залежи 39° C-42° C, Месторождение Жетыбай – типичный высокотемпературный высокоминерализованный коллектор, диапазон температуры залежи 80,8° C-100° C, диапазон минерализованности воды нефтеносного пласта 97000-170000 mg/l, содержание ионов кальция и магния в сточной воде к 5760 mg/L.

Месторождения переживают более чем 10-летний цикл разработки, сегодня на них существуют такие проблемы, как высокий коэффициент обводнённости добывающих скважин, низкий процент эксплуатации нагнетательных скважин. В настоящее время здесь применяются технологии нагнетания растворов из древесных опилок, полиакриламида (ПАА) и этиловой смолы для улучшения продуктивных характеристик скважин.

Материалы и методы исследования. Применение гидрогелей и углеводородных гелей в процессах нефтедобычи очень разнообразно и существенно влияет на многие этапы технологической цепочки нефтедобычи, такие как бурение скважин, стимулирование добычи нефти, перекрытие подачи воды и газа, контроль соответствия нагнетательных скважин и повышение нефтеотдачи пластов. Используются органические и минеральные гели, а также гели, изготовленные из гибридных органико-неорганических материалов.

Частично гидролизированный полиакриламид [2] и полимеры гуара [3] стали наиболее часто используемыми материалами из водорастворимых полимеров, которые составляют основу гелей, а также кремний [4] и алюминийсодержащих [5] соединений из неорганических материалов. Это направление постоянно развивается. Нефтесервисные компании по всему миру постоянно совершенствуют свои рецептуры как для повышения эффективности процессов, так и для снижения затрат. Многие чрезвычайно важные операции, включая гидроразрыв пласта, обеспечивают соответствие контроль, а также отключение газа и воды в скважинах сегодня, как правило, немыслимы без применения различных гелей.

Наиболее распространенными стали гуаровые и гидроксипропилгуаровые гели, в то время как ксантановые и полиакриламидные гели реже используются при гидроразрыве пласта [3,6–11]. Для этого также используются гели на основе углеводородов [12]. В последнее время стали использоваться гели на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ [13-14]. У них есть одно явное преимущество перед другими полимерами гели: они разрушаются во время притока воды из скважины после разрыва пласта как нефтью, так и водой.

Применение реагентов выравнивания профиля и изоляции водопротока

Глубина залегания продуктивных пластов месторождения Жетыбай составляет 1840 м – 2450 м, проницаемость $6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ - $192 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; отсутствуют данные о выравнивании профиля и изоляции водопротока. Глубина залегания продуктивных пластов месторождения Каламкас составляет 500 м – 950 м, проницаемость $54 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ - $1604 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$.

На месторождении было проведено выравнивание профиля в скважине 2072 в пласте Ю-2 месторождения Каламкас. Искусственный забой скважины находится на глубине 898 м. Интервалы перфорации 840 м-843 м, 847 м-849 м, 851 м-853 м, диаметр НКТ 73 мм, глубина спуска НКТ 818 м, до выравнивания профиля объём закачки составлял $260 \text{ м}^3/\text{д}$ при устьевом давлении скважины 6,2 МПа, и $253 \text{ м}^3/\text{д}$ при устьевом давлении 5,02 МПа. До проведения мероприятия основной объём жидкости (81%) принимал интервал 847 – 849 м и 840-841,4 (19%), как показано на *рисунке 1*.

Проектный объём суточной закачки по данной скважине равен 200 м^3 , объём синтетического порошка 1100 кг, ПАА 350 кг. Закачиваются 2 оторочки под давление 6,5 МПа. Первая оторочка: 100 м^3 , концентрация порошка 0,4%, полимера 0,15%, вторая – 100 м^3 при концентрации порошка 0,7%, ПАА – 0,2%. По окончании закачки двух оторочек нагнетается 10 м^3 воды, скважина останавливается на 48 часов для восстановления энергетического баланса пласта[15].

Оценка характеристик при нагнетании

Тестирование вязкости

Существующий реагент выравнивания профиля и изоляции водопритока включает синтетические порошки и полиакриламид, как показано на *рисунке 2*.



Рисунок 1 – Профиль приёмистости скважины 2072 в пласте Ю-2 месторождения Каламкас



Рисунок 2 – ПАА и порошкообразный состав

Порошкообразный состав представляет собой синтетический порошок из древесных опилок размером 120-300 микрон. Диаметр частиц сильно различается. Состав возгораем, при горении чувствуется запах сгоревшей древесины. ПАА по составу сходен с материалом, производимым в Китае, данных о его молекулярной массе не обнаружено. По проекту в лабораторных условиях соотношение раствора равнялось пропорции прокачки жидкости в скважины месторождения Каламкас. Раствор представляет собой смесь коричневого цвета, который после отстаивания через некоторое время выпадает в осадок, как показано на *рисунке 3*.



Рисунок 3 – Порошкообразный состав (0,7%)+ПАМ (0,2%)

Была замерена вязкость раствора при комнатной температуре, при 40°С и 90°С, как показано в *таблице 1*.

Таблица 1 – Вязкость порошковой композиции при разных температурах

температура, °С	Комнатная температура	40	90
вязкость, мПа.с	4,54	3,86	1,99

Очевидно, что в различных температурных условиях вязкость низка, так что система имеет хорошие свойства прокачиваемости.

Способность к прокачке и селективность.

Была создана насыпная 2-х трубчатая модель с разными проницаемостями. Параметры модели приведены в *таблице 2*. Модель была насыщена моделированной нефтью (25мПа.с) и водой при температуре равной пластовой температуре месторождения Каламкас, затем было проведено вытеснение нефти водой до высокого процента обводнённости [15].

Таблица 2 – Параметры насыпной трубчатой модели

Модель	К-во ячеек	объём порового пространства /мл	Проницаемость /мд	Объём нефти /мл	Объём закачки PV	КИН, %
высокопроницаемое	40	128	2411	108	0,3231	73,43
малопроницаемое	160+80	101	506	95		42,63

Был прокачан 0,1PV раствора из ПАА и Порошковой Композиции со скоростью 1 ml/min, после завершения прокачки модель отложили на 3,5 часа, затем ввели воду со скоростью 2 ml/min. Изменения давления приведены в *графике 4 и 5*.

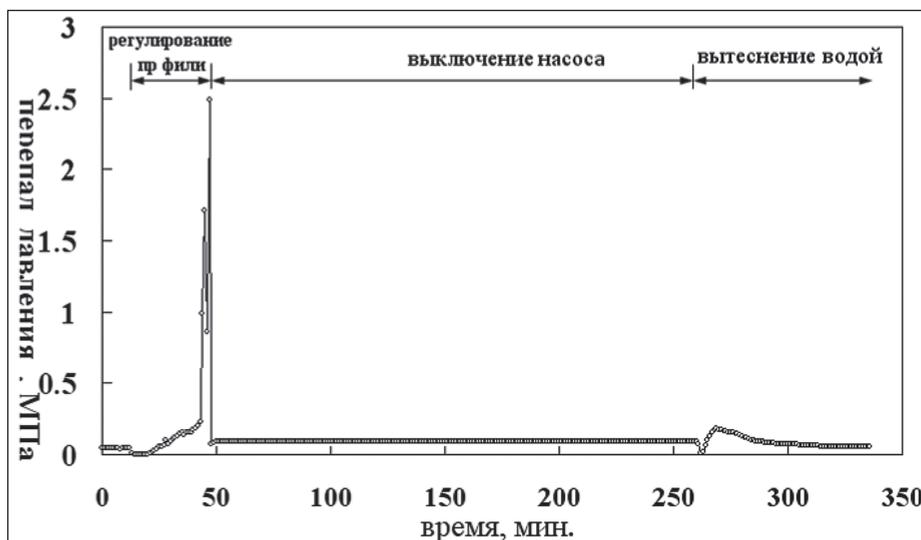


Рисунок 4 – Изменение давления при выравнивании профиля при помощи раствора ПАА и порошкообразного состава

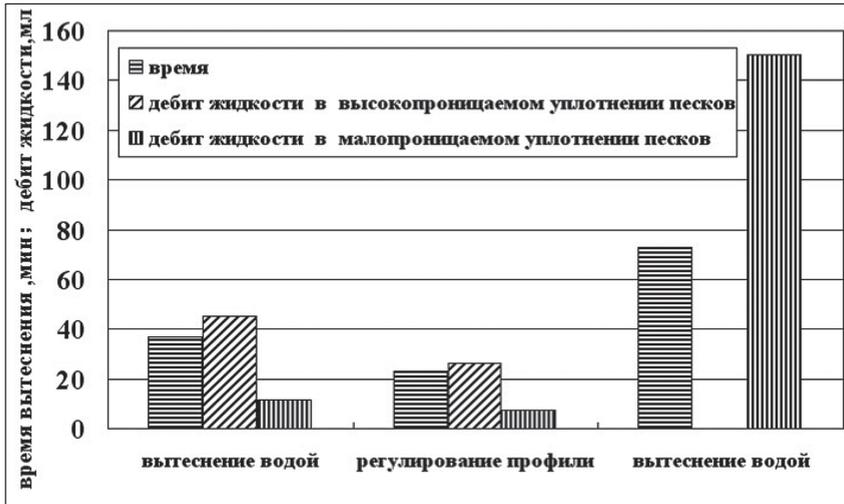


Рисунок 5 – Изменения дебита жидкости при выравнивании профиля при помощи раствора ПАА и порошкообразного состава в двухтрубной модели

В процессе выравнивания профиля в двухтрубчатой модели изолировалась высокопроницаемая трубка, до выделения жидкости из трубки. При последующей закачке наблюдалось вхождение жидкости в высокопроницаемую зону. После эксперимента модель была разобрана и в торце модели было обнаружено скопление реагента.

Оценка подключения пластов [15]

Была изготовлена насыпная модель с песчинками 80-160 микрон, проницаемость модели 1123 mD, модель была насыщена моделированной нефтью и водой, далее было проведено вытеснение нефти водой до высокообводнённого состояния. Давление при вытеснении было стабильным, 0,05 МПа. Изолирующая жидкость вводилась со скоростью 1 ml/min в объёме 0,1 PV, во время вытеснения давление было стабильно, 0,65 МПа. Последующее нагнетание проводилось со скоростью 2 ml/min, во время вытеснения давление также было стабильно, 0,18 МПа, как показано на *рисунке 6*.

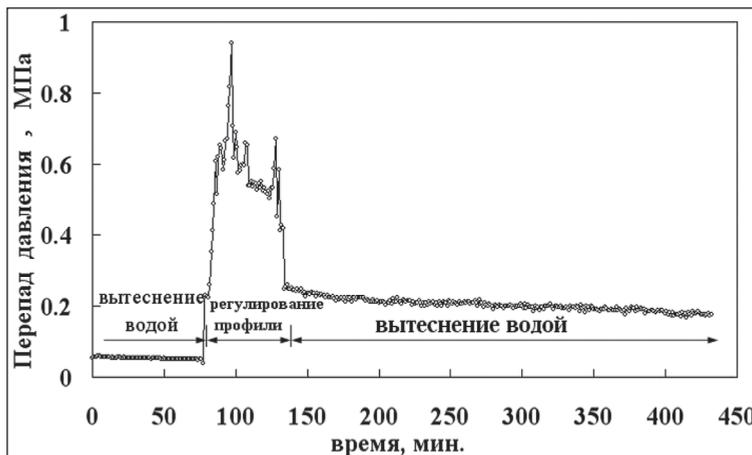


Рисунок 6 – Характеристики изменения давления при вытеснении жидкости порошкообразным составом и ПАА

Коэффициент сопротивления породы составляет 13, остаточный фактор сопротивления 3,6.

Результаты и обсуждение.

Оценка эффективности после применения реагентов [16-19].

Ввиду отсутствия информации о выравнивании профиля на месторождении Желтыбай, по данному месторождению не проводилось анализа. В 2009 году компанией Холдинг было проведено 19 скважино-операций по выравниванию профиля этилформиатом (эпоксидной смолой) на месторождении Каламкас и 76 скважино-операций по изоляции водопритока том же месторождении. В рассматриваемый период раствором ПАА и Порошковой Композицией проведено 69 скважино-операций на месторождении Каламкас. На *графике 7,8* приведены результаты изменений обводнённости и дебита жидкости через 1 месяц после проведения работ.

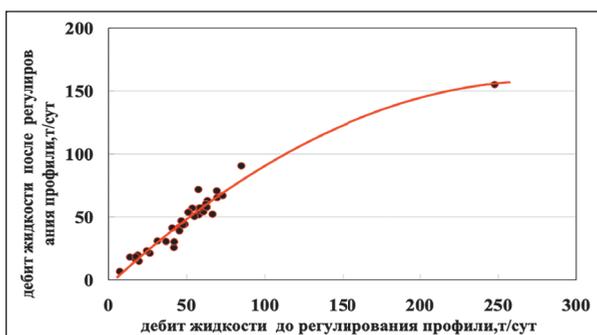


Рисунок 7 – Изменение дебита жидкости до и после выравнивания профиля

Очевидно, что после проведения операций наблюдается резкий спад дебита жидкости, что указывает на изоляцию высокопроницаемых зон, поэтому в первоначальный период эффект заметен.

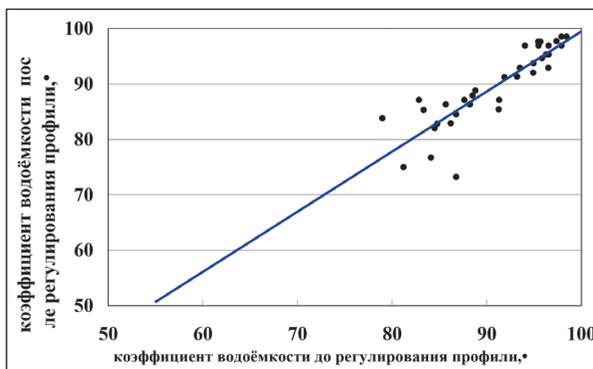


Рисунок 8 – Изменение обводнённости до и после выравнивания профиля

На *графике 9* приведено изменение обводнённости через 7 месяцев после выравнивания профиля, очевидно, что коэффициент обводнённости вырос, что говорит о плохом приросте дебита нефти.

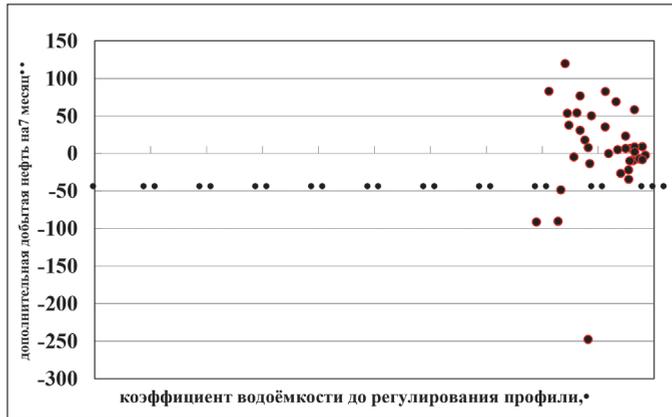


Рисунок 9 – Прирост дебита нефти через 7 месяцев после выравнивания профиля

На *графиках 10, 11* приведено изменение дебита жидкости и коэффициента обводнённости на 69 скважинах месторождения Каламкас через месяц после проведения работ.

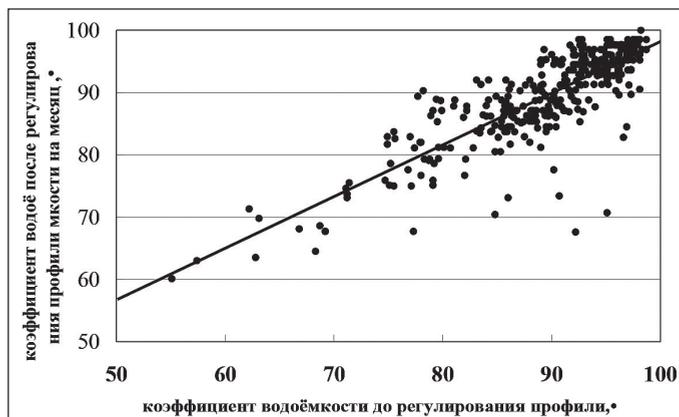


Рисунок 10 – Изменение обводнённости до и после профиля контроля

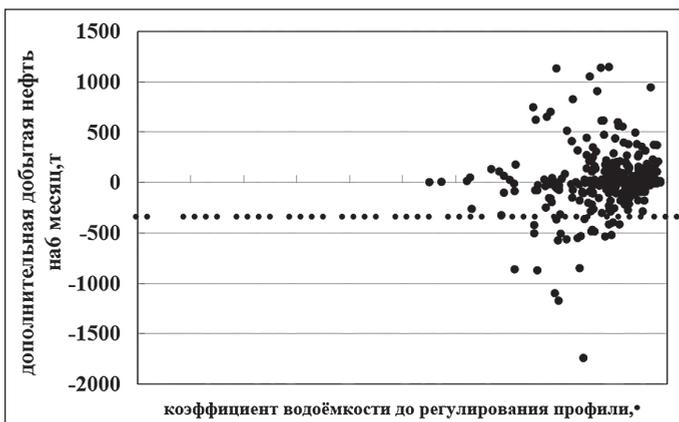


Рисунок 11 – График прироста дебита нефти через 6 месяцев после работы

Очевидно, что выравнивание профиля притока при помощи синтетических соединений не привело к закономерным изменениям в дебите нефти скважин. В целом, по мере роста обводнённости эффективность скважин становится всё ниже [20-21]. Так как синтетический порошок является неселективным средством, он может закупоривать только поры, соответствующие диаметру частиц порошка, если поры не соответствуют их диаметру, частицы закупоривают высокопроницаемые зоны, что даёт явный первоначальный эффект ввиду невыделения жидкости из высокопроницаемых зон, и на короткий промежуток времени профиль пласта выравнивается достаточно хорошо. В то же время древесные волокна плохо подвержены деструкции, что повышает уровень кольматации пласта.

Заключение и выводы.

Использование гелей в процессах нефтедобычи стало обычной практикой при эксплуатации нефтяных месторождений и постоянно развивается во всех нефтедобывающих странах мира, о чем свидетельствует рост публикаций и патентной активности по этой теме. Многие процессы добычи нефти, такие как гидроразрыв пласта, контроль соответствия, перекрытие подачи воды и газа, невозможно представить без использования гелевых технологий. Используются неорганические, органические и гибридные гели, а также пены, гелеобразующие и гелеобразно-дисперсионные системы. Возможность широкого регулирования структурных и механических свойств, термостойкость и устойчивость к сдвигу благодаря добавкам микро- и наноразмерного размера сделали гидрогели и гели на углеводородной основе незаменимыми инструментами для инженеров-нефтяников [14].

Таким образом, нынешняя система выравнивания профиля на месторождении требует применения реагентов более высокого уровня.

В настоящее время большинство нефтяных скважин на месторождении Каламкас принимают около 200 м³ в сутки, в зависимости от пластовых условий и мощности принимающего пласта, радиус выравнивания профиля оставляет всего 5-7 метров. Из-за ограниченного радиуса эффективность работ выравнивания имеет краткосрочный период.

Реагенты для выравнивания профиля, применяемые сегодня на месторождениях Каламкас и Каражанбас, измельчённые древесные опилки + НРАМ система, относятся к типу неселективных реагентов. Для изоляции поровых каналов требуется более совершенная система. Нынешняя система имеет сравнительно низкую эффективность, выражающуюся, в основном, в краткосрочном улучшении профиля приёмности, диапазон контроля профиля ограничен, эффективность длится сравнительно короткий период времени. 

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

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Galindo-Rosales F.J., Campo-Deaño L., Pinho F.T., Bokhorst E. Microfluidic systems for the analysis of viscoelastic fluid flow phenomena in porous media // *Microfluidics and Nanofluidics*. -2012. - 12(1-4), - P.485–498. doi:10.1007/s10404-011-0890-6
- 2 Seright R., Brattakas B. Water shutoff and conformance improvement: An introduction // *Pet. Sci.* – 2021. – 18. – P. 450–478.
- 3 Economides M., Oligney R., Valkó P. *Unified Fracture Design: Bridging the Gap between Theory and Practice*. Orsa Press: Alvin. TX. USA. - 200.
- 4 Lenchenkova L.E. *Enhancement of Oil Recovery by Physical and Chemical Methods*. – Nedra-Business-Center: Moscow. – Russia. - 1998.
- 5 Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Physicochemical methods for enhancing oil recovery from oil fields // *Russ. Chem. Rev.* – 2007. – 76. – P. 971–987.
- 6 Chen B., Barboza B.R., Sun Y., Bai J., Thomas H.R., Dutko M., Cottrell M., Li C. A Review of Hydraulic Fracturing Simulation // *Arch. Comput. Methods Eng.* – 2021. – 29. – P. 1–58.
- 7 Wang J., Zhou F., Bai H., Li Y., Yang H. A Comprehensive method to evaluate the viscous slickwater as fracturing fluids for hydraulic fracturing applications // *J. Pet. Sci. Eng.* – 2020. – 193. - 107359.
- 8 Gaillard N., Thomas A., Favero C. Novel Associative Acrylamide-based Polymers for Proppant Transport in Hydraulic Fracturing Fluids // *Proc.SPE Int. Symp. Oilfield Chem.* – 2013. – 1. – P. 324–334.
- 9 Ратов Б.Т., Бораш А.Р., Муратова С.К. и др. Разработка нового устройства для осуществления имплозионного метода освоения скважин // *Нефть и газ*. – 2023. – № 1. – С.29-42. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.03> [Ratov B.T., Borash A.R., Muratova S.K. i.dr. Razrabotka novogo ustrojstva dlya osushchestvleniya implozionnogo metoda osvoeniya skvazhin // *Neft' i gaz*. – 2023. – № 1. – С.29-42].
- 10 Deng Y., Dixon J.B., White G.N., Loeppert R.H., Juo A.S.R. Bonding between polyacrylamide and smectite // *Colloids Surf. Physicochem. Eng. Asp.* – 2006. – 281. – P. 82–91.
- 11 Ratov B.T., Sudakov A.K., Sudakova D.A., Borash B.R. Modeling of drilling water supply wells with airlift reverse flush agent circulation // *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. – 2023. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-1/053>.
- 12 McCabe M.A. CIM-90 021586 Continuously Gelled Diesel Systems for Fracturing Applications // *In Proceedings of the Annual Technical Meeting*. Calgary. AB. Canada, 1990.
- 13 Mao J., Yang X., Wang D., Li Y., Zhao J. A novel gemini viscoelastic surfactant (VES) for fracturing fluids with good temperature stability // *RSC Adv.* – 2016. – № 6. – P. 88426–88432.
- 14 Telin A., Lenchenkova L., Yakubov R., Poteshkina K., Krisanova P., Filatov A., Stefantsev A. Application of Hydrogels and Hydrocarbon-Based Gels in Oil Production Processes and Well Drilling // *Gels* 2023. – 9. - 609. <https://doi.org/10.3390/gels9080609>
- 15 Чжан Цзинчен, Ли Чунтао. Исследования технологий выравнивания профиля и изоляции водопритока в период высокой обводнённости месторождения. – Шенли. – 2001. -11(2). – P. 37-39. [CHZhan Czinchen, Li CHuntao. Issledovaniya tekhnologij vyravnivaniya profilya i izolyacii vodopritoka v period vysokoj obvodnyonnosti mestorozhdeniya. – SHenli. – 2001. -11(2). – R. 37-39].
- 16 Sudakov A., Dreus A., Ratov B., Sudakova O., Khomenko O., Dziuba S., etc. Substantiation of thermomechanical technology parameters of absorbing levels isolation of the boreholes

- // News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences. – 2020. – Vol. 2. – N. 440. – P. 63–71. <https://doi.org/10.32014/2020.2518-170X.32>
- 17 Biletskiy M.T., Ratov B.T., Khomenko V.L., Borash B.R., Borash A.R. Increasing the mangystau peninsula underground water reserves utilization coefficient by establishing the most effective method of drilling water supply wells // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan Series of geology and technical sciences. – 2022. – N 5. https://doi.org/10.32014/2518-170X_2022_5_455_51-62
 - 18 Ратов Б.Т., Хоменко В.Л., Коровяка Е.А., Сабиров Б.Ф., Бораши Б.Р. др. Разработка устройства подачи воздуха для бурения скважин с обратной промывкой с использованием эрлифта // Нефть и газ. – 2022. – №6. – С. 33-47. [Ratov B.T., Homenko V.L., Korovyaka E.A., Sabirov B.F., Borashi B.R. dr. Razrabotka ustrojstva podachi vozduha dlya bureniya skvazhin s obratnoj promyvkoj s ispol'zovaniem erlifhta // Neft' i gaz. – 2022. – №6. – S. 33-47.] <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-6.03>
 - 19 Chernova M., Kuntsyak, Y., Ratov, B., Sudakov A., Nuranbayeva, Substantiation of the use of polymer-composite materials, which reduce the influence of dynamic friction forces of macrostructural surfaces, when drilling wells / International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management. – 2022. – N 22. – P. 417–428. <https://doi.org/10.5593/sgem2022/1.1/s03.049>
 - 20 Ratov B., Fedorov B., Isonkin A., Ibyldaev M., Borash B. Increasing the efficiency of drilling bit use in hard rocks by high-quality performance of a diamond-carrying matrix / International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2022. – N 22. – P. 313–319. <https://doi.org/10.5593/sgem2022/1.1/s03.036>
 - 21 Ratov B. T., Bondarenko N. A., Kolodnitsky V. N., Khomenko V. L., Sundetova P. S., Korostyshevsky D. L., Bayamirova R. U., Makyzhanova A. T. (2024). Increasing the durability of an impregnated diamond core bit for drilling hard rocks // SOCAR Proceedings. – 2024. – N 1. – P. 24–31. <https://doi.org/10.5510/ogp20240100936>