

УДК550.8; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-2.09>

<https://orcid.org/0000-0002-8326-6888>

<https://orcid.org/0000-0002-7680-7084>

<https://orcid.org/0000-0002-3456-7890>

О ВОЗМОЖНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАН



Б.О. ДУРМАГАМБЕТОВ¹,
докторант,
b.durmagambetov@knoc.kz



Д.А. ИСМАИЛОВА²,
PhD, ассоц-профессор,
J.ismailova@satbayev.university



Н.А. ДРОЗДОВ³,
кандидат технических наук,
ведущий специалист,
Российский университет
дружбы народов,
drozdov_na@mail.ru

НАО «КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМ. К.И. САТПАЕВА»,
Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22/5

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ДРУЖБЫ
НАРОДОВ ИМЕНИ ПАТРИСА ЛУМУМБЫ»
Российская Федерация, 125009, г. Москва, Брюсов пер., д.21

В настоящий момент в прикаспийском нефтегазоносном регионе многие месторождения находятся в завершающей стадии разработки по базовому варианту (заводнение). По нему конечный коэффициент извлечения нефти часто не достигает проектных значений. Поэтому для таких месторождений необходимо рассмотреть возможность применения различных третичных методов увеличения нефтеотдачи. Одним из наиболее перспективных методов увеличения нефтеотдачи является водогазовое воздействие (ВГВ). Рациональные величины газосодержания смеси для воздействия на нефтегазовые залежи должны подбираться исходя из данных фильтрационных исследований на керновых и насыпных моделях пласта. В статье приведены результаты фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти одного из нефтегазовых месторождений Прикаспийского региона водой, водой с поверхностно-активным веществом, полимером и водогазовой смесью. Проведен

сравнительный анализ указанных выше методов увеличения нефтеотдачи в сравнении с базовым вариантом разработки при соблюдении соответствия фильтрационно-емкостных свойств модели с реальным пластом, а также свойств насыщающих его флюидов. Установлено, что наибольший эффект прироста конечного коэффициента извлечения нефти (на 25 – 30%) при прочих равных условиях достигается при закачке водогазовой смеси в области оптимальных газосодержаний по сравнению с водой. Даны рекомендации к внедрению водогазового воздействия как эффективного третичного нетермического метода увеличения нефтеотдачи на одном из месторождений Прикаспийского региона.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: водогазовое воздействие, увеличение нефтеотдачи, утилизация попутного нефтяного газа, разработка нефтяных месторождений, полимерное заводнение, поверхностно-активные вещества, фильтрационные исследования кернов и насыпных моделей, декарбонизация промысла, коэффициент извлечения нефти, газосодержание.

АРЫСТАН КЕН ОРЫНДАРЫНА СОРҒЫ-ЭЖЕКТОРЛЫҚ ЖҮЙЕЛЕРДІ ПАЙДАЛАНА ОТЫРЫП, СУ-ГАЗ ӘСЕРІН ЕНГІЗУ МҮМКІНДІГІ ТУРАЛЫ

Б.О. ДУРМАГАМБЕТОВ¹, докторант, SatbayevUniversity, b.durmagambetov@knoc.kz
Д.А. ИСМАИЛОВА², PhD, ассоц-профессор, j.ismailova@satbayev.university
Н.А. ДРОЗДОВ³, к.т.н., Российский университет дружбы народов, drozdov_na@mail.ru

КЕАҚ Қ. САТПАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ,
 050000, Сәтпаев көшесі 22/5, Алматы, Қазақстан

«ПАТРИС ЛУМУМБА АТЫНДАҒЫ ХАЛЫҚТАРДЫҢ ДОСЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
 ҰЛТТЫҚ БІЛІМ БЕРУ БАҒДАРЛАМАСЫНЫҢ ФЕДЕРАЛДЫҚ ҰЛТТЫҚ
 ЖОҒАРЫ БІЛІМ БЕРУ ҚҰРЫЛЫСЫ»

Ресей Федерациясы, 25009, Москва қаласы, Брюсов көшесі, 21-үй.

Қазіргі уақытта Каспий маңы мұнайгаз өңірінде көптеген кен орындары базалық нұсқа (суландыру) бойынша игерудің соңғы сатысында тұр. Мұнайды алудың соңғы коэффициенті көбінесе жобалық мәндерге жетпейді. Сондықтан мұндай кен орындары үшін мұнай өндіруді арттырудың әртүрлі үшінші әдістерін қолдануды қарастыру қажет. Мұнай өндіруді арттырудың ең перспективалы әдістерінің бірі-су-газ әсері. Мұнайгаз кен орындарына әсер ету үшін қоспаның газ құрамының ұтымды шамалары қабаттың өзекті және үйінді модельдеріндегі сүзгілеу зерттеулерінің деректері негізінде таңдалуы тиіс. Мақалада Каспий маңы аймағындағы мұнай-газ кен орындарының бірінің мұнайын сумен, беттік белсенді затпен, полимермен және су-газ қоспасымен ауыстыру бойынша сүзу эксперименттерінің нәтижелері келтірілген. Модельдің сүзу-сыйымдылық қасиеттерінің нақты қабатпен сәйкестігін, сондай-ақ оны қанықтыратын сұйықтықтардың қасиеттерін ескере отырып, әзірлеудің негізгі нұсқасымен салыстырғанда жоғарыда аталған мұнай беруді арттыру әдістеріне салыстырмалы талдау жүргізілді. Мұнайды алудың түпкілікті коэффициентінің (25 – 30% - ға) өсуінің неғұрлым үлкен әсеріне сумен салыстырғанда оңтайлы газ мөлшері саласында су-газ қоспасын айдау кезінде қол жеткізілетіні анықталды. Каспий маңы өңірінің кен орындарының бірінде мұнай беруді арттырудың тиімді үшінші термиялық емес әдісі ретінде су-газ әсерін енгізуге ұсыныстар берілді.

ТҮЙІНДІ СӨЗДЕР: су-газ әсері, мұнай өндіруді арттыру, ілеспе мұнай газын кәдеге жа- рату, мұнай кен орындарын игеру, полимерлі суландыру, беттік-белсенді заттар, өзектер мен үйінді модельдерді сүзу зерттеулері, кәсіпшілікті көміртексіздендіру, мұнай алу коэф- фициенті, газ мөлшері.

ABOUT THE POSSIBILITY OF IMPLEMENTING WATER-ALTERNATING-GAS INJECTION USING PUMP-JET SYSTEMS AT THE ARYSTAN FIELD

B.O. DURMAGAMBETOV¹, doctoral student, Satbayev University, b.durmagambetov@knoc.kz

D.A. ISMAILOVA², PhD ass- professor, Satbayev University, J.ismailova@satbayev.university

N.A. DROZDOV³, PhD, Peoples' Friendship University of Russia, drozdoz_na@mail.ru

NJSC "KAZAKH NATIONAL RESEARCH TECHNICAL UNIVERSITY
NAMED AFTER K.I. SATPAYEV" SATBAYEV UNIVERSITY,
22/5, Satpayev str., Almaty, 050000, Republic of Kazakhstan

FEDERAL STATE AUTONOMOUS EDUCATIONAL INSTITUTION OF HIGHER EDUCATION
"PATRICE LUMUMBA PEOPLES' FRIENDSHIP UNIVERSITY OF RUSSIA"
21 Bryusov Lane, Moscow, 125009, Russian Federation

At the moment, in the Caspian oil and gas region, many fields are in the final stage of development according to the basic version (flooding). According to it, the final oil recovery coefficient often does not reach the design values. Therefore, for such fields, it is necessary to consider the possibility of using various tertiary methods to increase oil recovery. One of the most promising methods of increasing oil recovery is water-gas exposure (WGE). Rational values of the gas content of the mixture for the impact on oil and gas deposits should be selected based on the data of filtration studies on core and bulk reservoir models. The article presents the results of filtration experiments on the displacement of oil from one of the oil and gas fields of the Caspian region with water, water with a surfactant, polymer and a water-gas mixture. A comparative analysis of the above-mentioned methods of increasing oil recovery in comparison with the basic development option is carried out, while observing the correspondence of the filtration-capacitance properties of the model with the real reservoir, as well as the properties of the fluids saturating it. It is established that the greatest effect of the increase in the final oil recovery coefficient (by 25-30%), other things being equal, is achieved when pumping a water-gas mixture in the region of optimal gas contents compared with water. Recommendations are given for the introduction of water-gas exposure as an effective tertiary non-thermal method of increasing oil recovery at one of the fields of the Caspian region.

KEY WORDS: *water-alternating-gas injection, increased oil recovery, utilization of associated petroleum gas, development of oil fields, polymer flooding, surfactants flooding, filtration studies of cores and bulk models, decarbonization of the field, gas content, recovery factor.*

Введение. Проблема декарбонизации нефтегазовых промыслов в современной проблематике экологичной разработки стоит достаточно остро. Конечный коэффициент извлечения нефти в среднем по Казахстану составляет около 0,3, на многих месторождениях он еще ниже, порядка 0,18 – 0,2. Причем эта проблема должна решаться совместно с увеличением нефтеотдачи на месторождении. Возможным решением в данном случае может стать технология водогазового воздействия путем совместной закачки в продуктивный пласт водогазовой смеси в области оптимальных газосодержаний с использованием насосно-эжекторных систем [1]. Водогазовое воздействие является эффективным методом увеличения нефтеотдачи и может внедряться как с начала эксплуатации промысла, так и на завершающих этапах разработки [2]. По сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи [3–5], распространенными в Прикаспийском нефтегазоносном регионе, такая насосно-эжекторная технология позволит добиться утилизации

попутного нефтяного газа и увеличения нефтеотдачи за существенно более низкую цену и с более продолжительным эффектом от воздействия. Для того, чтобы определить эффективность водогазового воздействия на пласт с точки зрения повышения конечного коэффициента извлечения нефти и объема утилизируемого газа необходимо провести фильтрационные эксперименты по вытеснению нефти из насыпных моделей исследуемого пласта либо на реальных кернах месторождения. После проведения экспериментальных исследований необходимо разработать насосно-эжекторную систему, которая будет конструктивно наилучшим образом соответствовать условиям данного месторождения [6], провести стендовые испытания [7,8,9] и внедрить ее на опытном участке и затем тиражировать на все месторождение в целом. На такую насосно-эжекторную систему получен патент Республики Казахстан на полезную модель [10]. В данной статье рассмотрена серия экспериментов, проведенная на насыпных моделях из предоставленного слабосцементированного керна на одном из месторождений Прикаспийского нефтегазоносного региона. Проведены исследования по вытеснению нефти водой, водой с добавлением поверхностно-активных веществ, водогазовой смесью и водогазовой смесью с добавлением ПАВ. Также проведен эксперимент по вытеснению нефти из модели пласта одной из распространенных полимерных композиций для сравнения эффекта от полимерного заводнения и совместной закачки водогазовой смеси в пласт.

Материалы и методы исследования. С целью обеспечения условий эксперимента требованиям по, а также осуществления экспериментов по вытеснению нефти водогазовыми смесями на опытном участке одного из месторождений Прикаспийского нефтегазоносного региона был создан стенд для фильтрационных исследований процесса вытеснения нефти водой, газом и водогазовыми смесями. Схема данного стенда представлена на *рисунке 1*.

Стенд состоит из семи основных частей:

1. Блока подачи жидкости,
2. Блока подачи и измерения расхода газа в линии высокого давления,
3. Фильтра- смесителя,
4. Блока модели пласта с обвязкой,
5. Пресса для создания горного давления,
6. Блока измерения на выходе из модели,
7. Системы управления и контроля стенда.

Блок подачи жидкости состоит из расходной ёмкости 1, вентильных блоков 2 и 3, пресса-дозатора 4, датчиков давления 5 и 6, и обратного клапана 7. Пресс-дозатор двойного действия АМР-200, управление подачей которого осуществляется пневматическими переключателями SMC и соответствующим программным обеспечением под Windows 7.

Для создания необходимой температуры в модели использовался автоматизированный блок поддержания температуры.

С помощью пневматических переключателей пресс может обеспечить равномерную подачу жидкости с заданным расходом в диапазоне от 0,1 до 100 см³/час, необходимую для корректного проведения эксперимента в соответствии с ОСТ

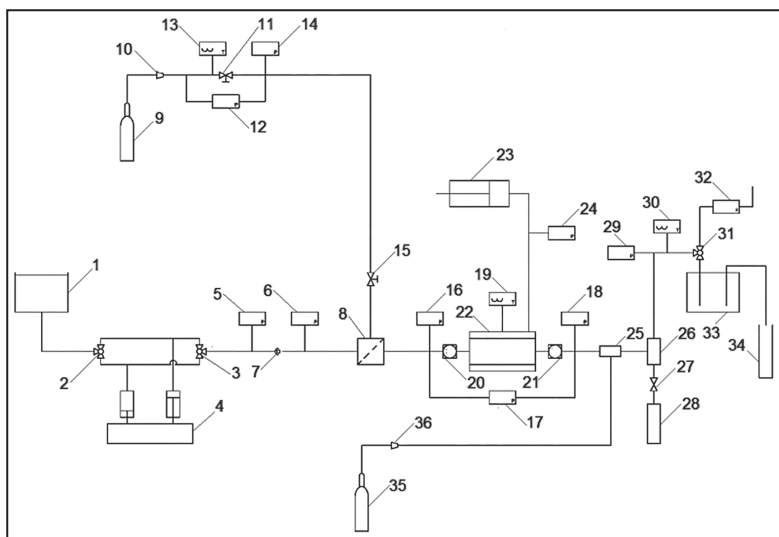


Рисунок 1 – Схема стенда для фильтрационных исследований: 1 – расходная ёмкость для жидкости, 2, 3 – вентильные блоки, 4 – пресс-дозатор двойного действия, 5, 6, 14, 16, 18, 29 – датчики давления, 7 – обратный клапан, 8 – фильтр-смеситель, 9, 35 – газовые

39-195-86. При достижении конечного положения прессов программа управления прессом в автоматическом режиме останавливает presses и сигнализирует о необходимости переключения направления подачи за счет пневматической системы управления клапанами.

Обратный клапан 7 препятствует резкому сбросу давления в случае ошибки при переключении прессов. После переключения система включает реверс двигателя, контролируя давления на датчиках давления 5 и 6, автоматически доводит давление до рабочего. В случае превышения заданного аварийного давления, система автоматически останавливает работу прессов.

Блок измерения расхода газа в линии высокого давления состоит из баллона 9 с газом, редуктора 10, датчика давления 14, датчика разности давлений 12, термопары 13, регулирующего вентиля 11 и регулирующего вентиля 15. Газ под давлением выше рабочего поступает из баллона 9 через редуктор 10 и снижается до давления немного выше рабочего. Термопарой 13 измеряется температура газа. Датчик давления 14 измеряет давление газа в измерительной линии. Измерение расхода газа осуществляется с помощью измерения перепада давления датчиком разности давлений 12 на регулирующем вентиле 11. Перед измерением расхода производится калибровка.

Для получения мелкодисперсной газожидкостной смеси используется фильтр-смеситель 8 состоящий из обоймы, в которую помещается пористый материал. Газ и жидкость подводится непосредственно в фильтр, а подача жидкости дросселируется для обеспечения недопустимости тока газа в напорную линию блока подачи жидкости.

Модель пласта состоит из насыпной модели или кернадержателя 22, смотровых глазков для визуального наблюдения за потоками 20 и 21, датчиков давления

на входе 16 и выходе 18, датчика разности давлений входа и выхода 17, термопары 19 и регулирующего вентиля 25.

Пресс для создания горного давления 23 и манометр 24 присоединяются к держателю с целью задания и поддержания горного давления (давления обжима) в процессе испытания.

Блок измерения продуктов выходящих из модели состоит из сборной ёмкости 26, вентиля 27, мерной ёмкости 28, датчика давления 29, термопары 30, трёхходового крана 31, газового счётчика ГСБ-400 32, герметичной ёмкости с водой 33 и мерной ёмкости 34. Выходя из модели, газ и жидкость разделяются. К нижней части сборной ёмкости 26 присоединяется мерная ёмкость 28 через вентиль 27. Объём мерной ёмкости 28 меньше объёма всей жидкости, выходящей из модели в течение всего эксперимента. Это связано с необходимостью измерения объёма жидкости с точностью до $0,1 \text{ см}^3$. Датчик давления 29 измеряет избыточное давление газа в диапазоне от 0 до 4 КПа. Температура газа измеряется термопарой 30. При измерении проницаемости по газу используется газовый счётчик 32, а в процессе вытеснения – объёмный метод при помощи герметичной ёмкости 33 и мерной ёмкости 34. Переключения между способами измерения объёма газа осуществляется трёхходовым краном 31. С целью поддержания температурного режима исследуемого пласта нагрев модели осуществлялся вольфрам-ниобиевой проволокой, за счет прохождения электрического тока. Она позволяет поддерживать температуру до $90 \text{ }^\circ\text{C}$ с допустимой погрешностью $0,5 \text{ }^\circ\text{C}$. В данных экспериментах температура составила $75 \text{ }^\circ\text{C}$.

Система управления и контроля стенда состоит из:

1. Персонального компьютера
2. Шкафа управления и контроля

На персональном компьютере работает программное обеспечение под управлением операционной системы Windows 7. Программное обеспечение контролирует состояние стенда, регистрирует показания датчиков и управляет исполнительными механизмами – прессами. Весь процесс испытания регистрируется.

Стенд имеет четыре основных режима работы:

1. Калибровка линии измерения расхода газа на входе в модель
2. Определение проницаемости модели по газу
3. Насыщение модели жидкостью
4. Вытеснение

При калибровке линии измерения расхода газа на входе в модель выход вентиля 15 соединяется с входом герметичной ёмкости 33. Вентиль 11 открывается, вентиль 15 закрывается, на редукторе давления 10 выставляется давление немного выше рабочего давления. Открывая вентиль 15, задаётся средний рабочий расход газа при рабочем давлении. При помощи герметичной ёмкости с водой 33, мерной ёмкости 34 и счётчика времени определяется заданный расход. Вентиль 11 закрывается до тех пор, пока показания датчика разности давлений 12 не попадут в середину диапазона измерения датчика, около 2 КПа. В этом положении вентиль 11 фиксируется от случайной регулировки. Изменяя положение вентиля 15, задаются 4 – 5 режимов расхода газа. При этом измеряются расходы при атмосферных условиях при помощи вытеснения жидкости из герметичной ёмкости 33 в мерную

ёмкость 34, учитывая давление и температуру газа в герметичной ёмкости 33. Также измеряется температура и давление в линии высокого давления. По результатам калибровки определяется коэффициент гидравлического сопротивления вентиля 11. Далее выбираются 2 – 3 точки из диапазона измеряемых расходов, и по ним проверяется корректность калибровки.

При определении проницаемости модели по газу кран 31 переключается на вход газового счётчика 32. На редукторе давления 10 выставляется рабочее давление. Регулируя вентиль 25, можно изменять расход газа через модель. Регистрируются параметры при нескольких подачах: расход газа при атмосферных условиях, температура газа, температура модели, давление в модели, перепад на модели. Исходя из этих параметров, определяется проницаемость по газу.

При насыщении модели жидкостью из стенда исключаются фильтр- смеситель 8, смотровые глазки 20 и 21.

При вытеснении стенда собирается по схеме, согласно *рисунку 1*, кран 31 переключается в направление герметичной ёмкости 33.

Насыпная модель представляет собой металлическую трубу длиной 230 мм и диаметром 40 мм с внутренней кольцевой насечкой, заполненную мелкозернистым песком при постоянном уплотнении этого песка. Для предотвращения выноса песка из модели на концах трубы установлены пористые фильтры, изготовленные из смеси песка и эпоксидной смолы по имеющейся методике. Соотношение песка и смолы при изготовлении фильтров подобрано таким образом, чтобы проницаемость фильтра была заведомо выше проницаемости самой модели. Поверх фильтров установлены крышки с присоединительными штуцерами для подключения модели к стенду. Набивка модели производится в вертикальном положении на вибрационном стенде.

Подготовка моделей к проведению экспериментов включает в себя:

- на первом этапе исследований – набивку насыпной модели;
- на втором этапе – подготовку керновой колонки.

После подготовки самих моделей необходимо определить их коллекторские свойства. Это вызвано тем, что для насыпной модели проницаемость и пористость во многом определяются степенью уплотнения песка и упаковки песчинок. Кроме того, нужно получить модели со свойствами, близкими к реальным пластам.

Для керновой колонки проницаемость будет определяться проницаемостью образцов, составляющих колонку. Гранулометрический состав насыпной модели соответствовал реальному керну месторождения, так как в экспериментах использовался дезинтегрированный керн.

Размеры модели определялись по формуле:

$$L_{\min} = 1000 \sqrt{km} \quad (1)$$

где k – проницаемость, мкм², m – пористость, д.ед., L_{\min} – минимальная длина образца, м.

В данных экспериментах длина модели составила 233 мм, диаметр – 42 мм, $L_{\text{эксп}} > L_{\min}$ в два раза.

Линейную скорость продвижения фронта вытеснения по модели пористой среды рассчитывать по формуле, учитывающей неполное вытеснение нефти в объёме пор за вычетом связанной воды, где:

$$v = \frac{1150Q}{Fm*(1-S)*(1-\beta)} \quad (2)$$

где, Q – расход закачиваемой воды или иного вытесняющего агента, $\text{см}^3/\text{с}$; F – площадь поперечного сечения образца, см^2 ; m – пористость, доли единицы; $SB.CB.$ – насыщенность образца связанной водой, соответствующая пластовым условиям, доли единицы; $\beta_{\text{ВЫТ.}}$ – условно принимаемая величина коэффициента вытеснения

Объёмная скорость подачи вытесняющего агента в образец должна выбираться таким образом, чтобы линейная скорость продвижения фронта вытеснения не превышала 1 м/сут. В серии экспериментов линейная скорость фильтрации составила 0,68 м/сут.

Методика проведения экспериментов по вытеснению нефти из модели водой, водогазовой смесью и определение параметров модели приведены в [2,9,12,15].

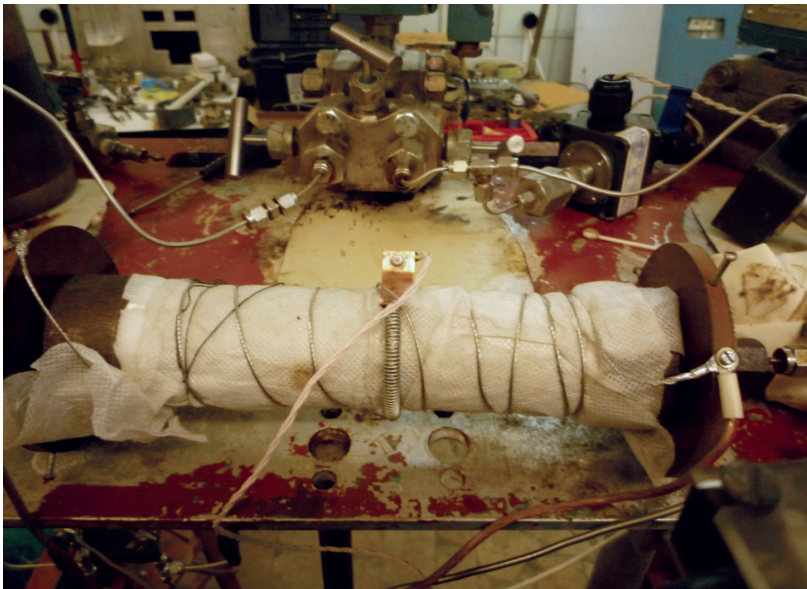


Рисунок 2 – Кернодержатель с насыпной моделью пласта

Результаты и обсуждения. Были проведены следующие фильтрационные эксперименты: вытеснение по базовому варианту (заводнение), вытеснение водой с добавлением ПАВ, вытеснение полимерной композицией и вытеснение нефти из модели водогазовой смесью с оптимальным входным газосодержанием результаты представлены ниже (таблицы 1 – 4).

Следует отметить, что такие высокие значения коэффициента вытеснения нефти и его прироста при вытеснении водогазовой смесью получились вследствие использования насыпной модели пласта. На реальных ядрах провести эксперименты не получилось вследствие технических причин и слабой сцементированности образцов, присланных заказчиком. В качестве модельного газа для реализации водогазового воздействия использовался азот, т.к. по технике безопасности, принятой в РУДН, работать с метаном и другими взрывоопасными газами запрещено.

Результаты проведенных экспериментов представлены ниже:

Таблица 1 – Параметры модели и результаты исследований при вытеснении нефти водой (базовый вариант)

Длина модели, см	23,3
Площадь фильтрации, см ²	12,38
Объем модели, см ³	288,4307
Проницаемость по азоту, мДа	139
Расход при насыщении водой, см ³ /час	14
Скорость насыщения, м/сут	0,68
Поровый объем, см ³	57,69
Пористость, %	20
Расход при насыщении нефтью, см ³ /час	14
Скорость при насыщении нефтью, м/сут	0,68
Вязкость модели нефти, сПз	10
Проницаемость по нефти, мДа	60
Начальный объем нефти в модели, см ³	22
Начальная нефтенасыщенность, %	38
Расход при вытеснении, см ³ /час	14
Скорость при вытеснении, м/сут	0,68

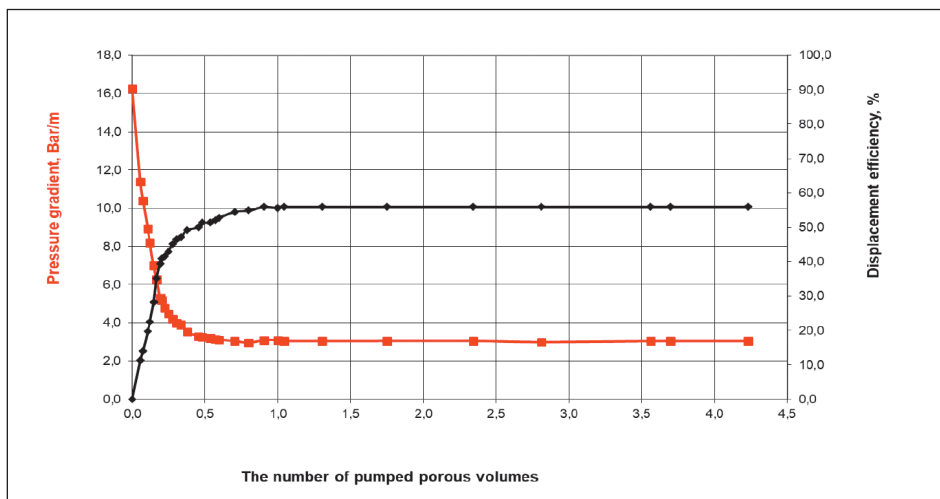


Рисунок 3 – Эффективность вытеснения нефти водой (базовый вариант)

Таблица 2 – Параметры модели и результаты исследований при вытеснении нефти месторождения водой с ПАВ

Длина модели, см	23,3
Площадь фильтрации, см ²	12,38
Объём модели, см ³	288,4307
Проницаемость по азоту, мДа	170
Расход при насыщении водой, см ³ /час	14
Скорость насыщения, м/сут	0,68
Поровый объём, см ³	63,45
Пористость, %	22
Расход при насыщении нефтью, см ³ /час	14
Скорость при насыщении нефтью, м/сут	0,68
Вязкость модели нефти, сПз	10
Проницаемость по нефти, мДа	54
Начальный объём нефти в модели, см ³	25,38
Начальная нефтенасыщенность, %	40
Расход при вытеснении, см ³ /час	14

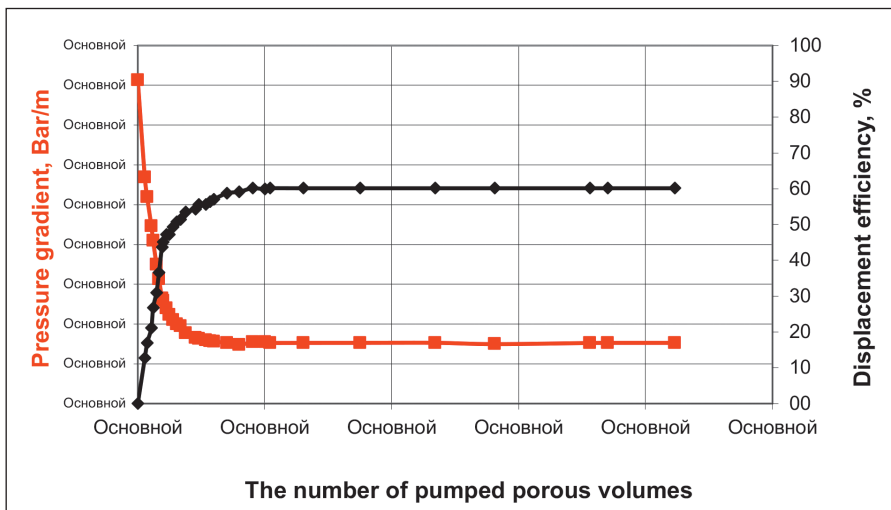


Рисунок 4 – Эффективность вытеснения нефти водой с ПАВ

Таблица 3 – Параметры модели и результаты исследований при вытеснении нефти месторождения полиакриламидом

Длина модели, см	23,3
Площадь фильтрации, см ²	12,38
Объём модели, см ³	288,4307
Проницаемость по азоту, мДа	151
Расход при насыщении водой, см ³ /час	14
Скорость насыщения, м/сут	0,68
Поровый объём, см ³	54,801
Пористость, %	19
Расход при насыщении нефтью, см ³ /час	14
Скорость при насыщении нефтью, м/сут	0,68
Вязкость модели нефти, сПз	10
Проницаемость по нефти, мДа	68
Начальный объём нефти в модели, см ³	21,37
Начальная нефтенасыщенность, %	39
Расход при вытеснении, см ³ /час	14

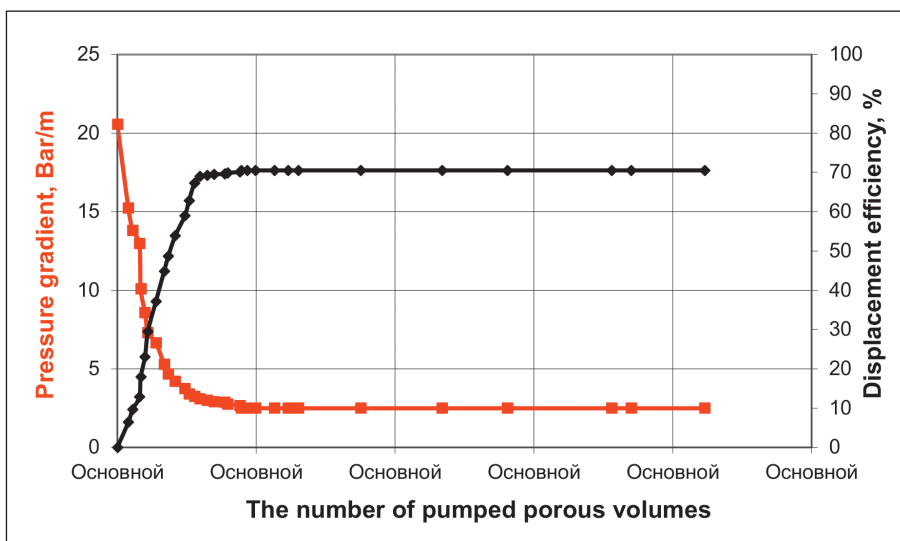


Рисунок 5 – Эффективность вытеснения нефти полиакриламидом

Таблица 4 – Параметры модели и результаты исследований при вытеснении нефти месторождения водогазовой смесью с газосодержанием 25%

Длина модели, см	23,3
Площадь фильтрации, см ²	12,38
Объём модели, см ³	288,4307
Проницаемость по азоту, мДа	182
Расход при насыщении водой, см ³ /час	14
Скорость насыщения, м/сут	0,68
Поровый объём, см ³	72,107
Пористость, %	25
Расход при насыщении нефтью, см ³ /час	14
Скорость при насыщении нефтью, м/сут	0,68
Вязкость модели нефти, сПз	10
Проницаемость по нефти, мДа	58,5
Начальный объём нефти в модели, см ³	28,9
Начальная нефтенасыщенность, %	40
Расход при вытеснении, см ³ /час	14

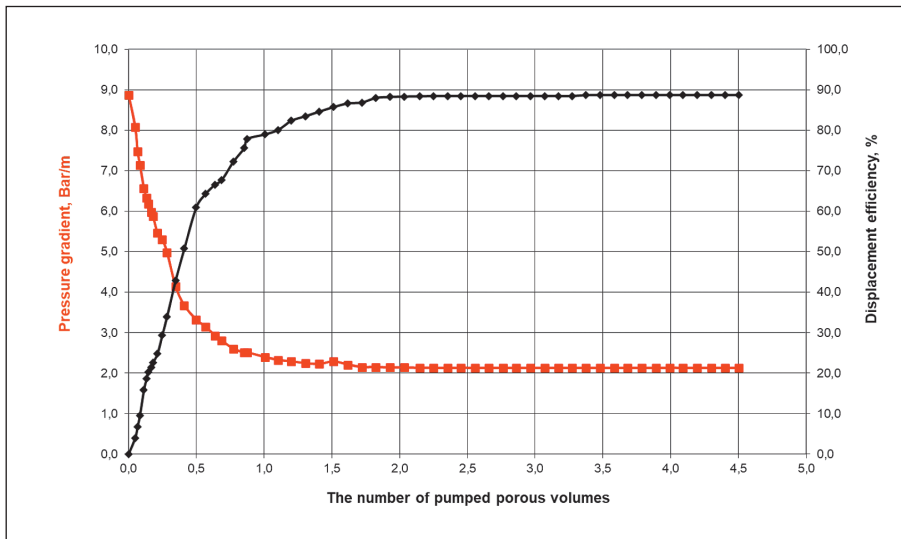


Рисунок 6 – Эффективность вытеснения нефти водогазовой смесью с газосодержанием 25%


Заключение и выводы. Область оптимальных газосодержаний при совместной закачке воды и газа в пласт, лежит в пределах 10-30%, с началом падения кривой в районе 40%. Естественно, что для различных геологических условий залегания и фильтрационно-емкостных свойств пласта эта динамика будет различной. Также значительное влияние на процесс вытеснения оказывает значение вязкости вытесняемого флюида.

В экспериментах использовалась сильнее уплотненная насыпная модель пласта из дезинтегрированного керна, поэтому полученная динамика вытеснения хорошо сопоставляется с исследованиями на реальных кернах.

В результате проведенных экспериментов можно сделать следующие выводы:

1. Экспериментально доказано, что водогазовое воздействие при газосодержании водогазовой смеси 25% существенно повышает коэффициент вытеснения нефти месторождения с вязкостью 10,73 мПа*с по сравнению с заводнением (57%), заводнением с добавкой ПАВ (61%) и закачкой полиакриламида (68%) в пласт.

2. В экспериментах установлено, что при водогазовом воздействии в области оптимальных газосодержаний достигается наибольшее значение конечного КИН – 89%. Это обусловлено тем, что для условий месторождения в экспериментах удалось смоделировать оптимальный режим закачки стабильной водогазовой смеси.

3. Установлено, что для изучения стабильности и подавления коалесценции при реализации водогазового воздействия на месторождении необходимо провести эксперименты на стенде по подавлению коалесценции, который имеется на площадках. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Drozdov A. N., Drozdov N. A., Bunkin N. F., and V. A. Kozlov. "Study of Suppression of Gas Bubbles Coalescence in the Liquid for Use in Technologies of Oil Production and Associated Gas Utilization." Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2017. doi: <https://doi.org/10.2118/187741-MS>
- 2 Дроздов Н. А. Насосно-эжекторные системы для водогазового воздействия на пласт. Н. А. Дроздов. Кишинев: Lambert Academic Publishing, 2014. 172 с. ISBN 978-3-659-15739-4. EDN QEOLFX. [Drozdov. N. A. Nasosno-ezhektornyye sistemy dlya vodogazovogo vozdeystviya na plast. N. A. Drozdov. Kishinev: Lambert Academic Publishing. 2014. 172 s. ISBN 978-3-659-15739-4. EDN QEOLFX.]
3. Мусаев М. Ш., Мушарова Д.А., Жаппасбаев Б.Ж., Орынбасар Е.К. Опыт реализации технологии полимерного заводнения как способа разработки зрелых месторождений на месторождении Забурунь // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2021. – №1(6). – С. 29 – 42. [Musayev M. Sh., Musharova D.A., Zhappasbayev B.Zh., Orynbasar E.K. Opyt realizatsii tekhnologii polimernogo zavodneniya kak sposoba razrabotki zrelykh mestorozhdeniy na mestorozhdenii Zaburunya // Vestnik neftegazovoy otrasli Kazakhstan. – 2021. – №1(6). – S. 29 – 42]
- 4 Тома А., Саюк Б., Абилов Ж., Мазбаев Е. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти // Территория нефтегаз. – 2017. – №7-8. – С. 58-67. [Toma A., Sayuk B., Abirov Zh., Mazbayev E. Polimernoye zavodneniye dlya uvelicheniya nefteotdachi na mestorozhdeniyakh legkoy i tyazheloy nefti // Territotiya neftegaz. – 2017. – №7-8. – S. 58-67]
- 5 Аланбаев В. В., Досказиева Г. Ш. Возможность использования полимерного заводнения на месторождении Восточное крыло Жанаталап // Евразийский Союз Уче-

- ных. – 2020 – №12(81). – С. 8-12. [Alanbayev V. V., Doskazyeva G. Sh. Vozmozhnost ispolzovaniya polimernogo zavodneniya na mestorozhdenii Vostochnoye krylo Zhanatalap // Evraziyskiy Soyuz Uchenykh. – 2020. – №12(81). – S. 8-12.]
- 6 Закенов С. Т., Карабаев С. Д., Олмасханов Н. П., Дроздов А. Н., Дроздов Н. А., Есниязов Д. Г., Косжанов А. А. Влияние расстояния от рабочего сопла до камеры смешения на характеристику жидкостно-газового эжектора // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №8. – С. 92-95. [Zakenov S. T., Karabayev S. D., Olmaskhanov N. P., Drozdov A. N., Drozdov N. A., Esniyazov D. G., Koszhanov A. A. Vliyaniye rasstoyaniya ot rabocheho sopla do kamery smesheniya na kharakteristiku zhidkostno-gazovogo ezhektora // Neftyanoye khozyaystvo. – 2020. – №8. – S. 92-95]
 - 7 Закенов С. Т., Олмасханов Н. П., Карабаев С. Д., Горелкина Е. И., Дроздов А. Н., Дроздов Н. А., Есниязов Д. Г., Косжанов А. А. Стендовые исследования влияния свободного газа на характеристики многоступенчатого центробежного насоса при откачке водогазовых смесей // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №8. – С. 96-99. [Zakenov S. T., Olmaskhanov N. P., Karabayev S. D., Gorelkina E. I., Drozdov A. N., Drozdov N. A., Esniyazov D. G., Koszhanov A. A. Stendovyye issledovaniya vliyaniya svobodnogo gaza na kharakteristiki mnogostupenchatogo tsentrobezhnogo nasosa pri otkachke vodogazovykh smesey // Neftyanoye khozyaystvo. – 2020. – №8. – S. 96-99]
 - 8 Drozdov A. N., Investigations of the submersible pumps characteristics when gas-liquid mixtures delivering and application of the results for SWAG technologies development // Neftyanoe khozyaystvo. – 2011. – №9. – S. 108–111. (In Russ.)
 - 9 Drozdov N. A., Investigation of water-alternating-gas injection // Neftyanoe khozyaystvo. 2011, 11, s. 80–83. (In Russ.),
 - 10 Пат. № 5138 РК. Способ и насосно-эжекторная система для водогазового воздействия на пласт. / Дроздов А. Н., Дроздов Н. А., Есниязов Д. Г. Опубл. 10.07.2020, Бюл. 27. [Pat. № 5138 RK. Sposob i nasosno-ezhektornaya sistema dlya vodogazovogo vozdeystviya na plast. Drozdov A. N., Drozdov N. A., Esniyazov D. G. Opubl. 10.07.2020. Byul. 27]
 - 11 Дроздов Н. А. Исследование водогазового воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №11. – С. 80-83. [Drozdov N. A. Issledovaniye vodogazovogo vozdeystviya na plast // Neftyanoye khozyaystvo. – 2011. – №11. – S. 80-83]
 - 12 Drozdov A.N., Drozdov N.A., Bunkin N.F., Kozlov V.A. Study of suppression of gas bubbles coalescence in the liquid for use in technologies of oil production and associated gas utilization. SPE 187741, Proceedings - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017 held in Moscow, Russia, 16–18 October 2017
 - 13 Bunkin N. F., Drozdov A. N., Drozdov N. A., Kozlov V. A., Tuan Vu Minh, Fouilhe V. L. Suppression of the Coalescence of Gas Bubbles in Aqueous Electrolyte Solutions: Dependence on the External Pressure and Velocity of Gas Flow through a Column with Liquid // Physics of wave phenomena. – 2017. – №25. – S. 219-224
 - 14 Drozdov A. N. Problems in WAG implementation and prospects of their solutions // Neftyanoe khozyaystvo. – 2014. – №8. – S. 100–104. (In Russ.)
 - 15 Drozdov N. A., Pump-ejector systems for the water-alternating gas process // Lambert Academic Publishing. – 2014. – S. 172