

УДК 622.272; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-6.08>

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

<https://orcid.org/0000-0002-9853-8022>

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

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

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

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

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

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ПРОБООТБОРНИКА МП-1 ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС



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



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



М.Т. ТАБЫЛГАНОВ¹,
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор,
taxat.tabylganov@yu.edu.kz



А.Т. ЖОЛБАСАРОВА¹,
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор,
akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz

Ж.Т. ЕРЖАНОВА², старший преподаватель, nazim2008@mail.ru
М.Д. САРБОПЕЕВА¹, доктор PhD, ассоциированный профессор,
manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz
Д.С. САДУАКАСОВ¹, кандидат технических наук, ассоц. профессор,
danabek.saduakassov@yu.edu.kz

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

В рамках осуществления комплексного проекта разработки созданы и внедрены первоначально на опытных участках новые технологии воздействия с целью повышения эффективности закачки горячей воды для поддержания пластового давления и пластовой температуры, интенсификации процесса разработки, увеличения текущего и конечного КИН: ступенчатое термальное заводнение (СТЗ), фигурное заводнение (ФЗ), раздельная разработка низкопродуктивных (НПЗ) и высокопродуктивных (ВПЗ) зон. Внедрение перечисленных технологий на месторождении способствовало увеличению охвата процессом вытеснения слабодренлируемых запасов нефти, стабилизации отборов нефти и обеспечило дополнительную добычу нефти, в которой учтена эффективность от закачки горячей воды. Предстоящие геолого-технологические и производственные работы многих нефтяных месторождений зависят от результатов проб воды из устья скважины с дебитом добываемой жидкости. Поэтому определение точного процента воды в продукции скважин является одной из основных целей. Плохое качество данных опробования скважин может оказаться не лучше их полного отсутствия, в особенности для специалистов по планированию разработки месторождения или управлению добычей. В статье рассматривается многообразный пробоотборник, описывается его роль в качестве дополнения к многофазным расходомерам, позволяющего получить пробы флюидов без традиционных сепараторов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: месторождение, флюид, нефть, пробоотборник, деэмульгатор, проба, геолого-технические мероприятия.

ҚАРАЖАНБАС КЕН ОРНЫНДАҒЫ ҰҢҒЫМА ӨНІМІНІҢ КӨРСЕТКІШТЕРІН АНЫҚТАУ ҮШІН МП-1 СЫНАМА ІРІКТЕГІШІНІҢ ЖҰМЫСЫН ЗЕРТТЕУ

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

Ж.Т. ЕРЖАНОВА², аға оқытушы, nazim2008@mail.ru

А.Р. ТОҒАШЕВА¹, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
aliya.togasheva@yu.edu.kz

М.Д. САРБОПЕЕВА¹, Phd, қауымдастырылған профессор,
manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz

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

М.Т. ТАБЫЛҒАНОВ¹, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
mahat.tabylganov@yu.edu.kz

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

¹Ш. ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ МЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНОЛОГИЯ
ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 130000, Ақтау қаласы, 32 мкр.

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

Кешенді өзірлеу жобасын жүзеге асыру шеңберінде бастапқыда тәжірибелік учаскелерде қабат қысымы мен қабат температурасын ұстап тұру үшін ыстық суды айдау тиімділігін арттыру, игеру процесін қарқындату, ағымдағы және соңғы МӨК ұлғайту мақсатында жаңа әсер ету технологиялары құрылды және енгізілді: сатылы термиялық суландыру (СТС), фигуралық суландыру (ФС), төмен өнімді (ТӨА) және жоғары өнімді аймақтарды (ЖӨА) бөлек игеру. Кен орнында аталған технологияларды енгізу әлсіз дренаждалған мұнай қорларын ығыстыру процесімен қамтуды ұлғайтуға, мұнай өндіруді тұрақтандыруға ықпал етті және ыстық су айдаудың тиімділігі ескерілген қосымша мұнай өндіруді қамтамасыз етті. Көптеген мұнай кен орындарының алдағы геологиялық-технологиялық және өндірістік жұмыстары өндірілетін сұйықтықтың дебитінен ұңғыманың сағасынан су сынамаларының нәтижелеріне байланысты. Сондықтан ұңғыма өнімдеріндегі судың нақты пайызын анықтау негізгі мақсаттардың бірі болып табылады. Ұңғымаларды сынау деректерінің сапасыздығы олардың толық болмауынан жақсы болмауы мүмкін, әсіресе кен орнын игеруді жоспарлау немесе өндіруді басқару мамандары үшін. Мақалада әртүрлі сынамалар қарастырылады, оның дәстүрлі сепараторларсыз сұйықтық үлгілерін алуға мүмкіндік беретін көп фазалы шығын өлшегіштерге қосымша ретіндегі рөлі сипатталған.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: кен орны, флюид, мұнай, сынама алғыш, дезмульгатор, сынама, геологиялық-техникалық іс-шаралар.

INVESTIGATION OF THE WORK OF THE MP-1 SAMPLER TO DETERMINE THE INDICATORS OF BOREHOLE PRODUCTION AT THE KARAZHANBAS FIELD

R.Y. BAYAMIROVA¹, Ph. Sci, Associate Professor, ryskol.bayamirova@yu.edu.kz

Z.T. YERZHANOVA², Senior teacher, nazim2008@mail.ru

A.R. TOGASHEVA¹, Ph. Sci, Associate Professor, aliya.togasheva@yu.edu.kz

M.D. SARBOPEYEVA¹, Ph. Sci, Associate Professor, manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz

D.S. SADUAKASOV¹, Ph. Sci, Associate Professor, danabek.saduakassov@yu.edu.kz

M.T. TABYLGANOV¹, Ph. Sci, Associate Professor, maxat.tabylganov@yu.edu.kz

A.T. ZHOLBASAROVA¹, Ph. Sci, Associate Professor, akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz

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

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

As part of the implementation of a comprehensive development project, new impact technologies were created and introduced initially at the experimental sites in order to increase the efficiency of hot water injection to maintain reservoir pressure and reservoir temperature, intensify the development process, increase the current and final ORC: stepwise thermal flooding (STF), figured flooding (FF), separate development of low-yield (refineries) and highly productive (HPZ) zones. The introduction of these technologies at the field contributed to an increase in the coverage of the process of displacement of poorly drained oil reserves, stabilization of oil withdrawals and provided additional oil

production, which takes into account the efficiency of hot water injection. The upcoming geological, technological and production works of many oil fields depend on the results of water samples from the wellhead with the flow rate of the extracted liquid. Therefore, determining the exact percentage of water in the production of wells is one of the main goals. Poor quality of well testing data may not be better than their complete absence, especially for specialists in field development planning or production management. The article considers a diverse sampler, describes its role as an addition to multiphase flowmeters, which allows to obtain fluid samples without traditional separators.

KEY WORDS: deposit, fluid, oil, sampler, demulsifier, sample, geological and technical measures.

Введение. Сырая нефть представляет собой природную углеводородную смесь, содержащую низкий процент соединений серы, азота и кислорода, а также металлов и других элементов [1]. В целом, Ni и V являются металлическими составляющими, которые вызывают наибольшую озабоченность при анализе сырой нефти, но присутствие Al, Ca, Fe, Mg и Na также имеет большое значение [2-5]. Концентрация этих элементов в сырой нефти (среди других металлов и неметаллов) может достигать 1000 г -1 [5,6]. Известно, что состав сырой нефти варьируется в зависимости от ряда характеристик, включая тип геологической формации, местоположение, возраст нефтяного месторождения и глубину залегания. Эти факторы могут привести к значительному изменению концентрации металлов [2,5]. В большинстве сырых нефтей содержание серы находится в диапазоне 0,04-5%, что делает ее концентрацию соответствующей условиям эксплуатации, необходимым для процесса переработки [3,5]. Напротив, присутствие металлических компонентов может быть результатом добычи, транспортировки и хранения сырой нефти [4].

Характеристики жидкости в соотношении давление/объем/температура (PVT) являются неотъемлемой частью определения конечной нефтеотдачи пластов и характеристик коллектора и являются жизненно важным инструментом в наших попытках повысить продуктивность коллектора. Однако, поскольку экспериментальные процедуры для их получения требуют много времени и затрат, они часто основаны на анализе нескольких образцов пластовой жидкости, которые затем применяются ко всему коллектору. Поэтому крайне важно обеспечить отбор репрезентативных проб, поскольку они имеют основополагающее значение для надежности и точности исследования. Решающее значение для успешного отбора проб пластовой жидкости имеет правильное применение процедур отбора проб и кондиционирование скважины до и во время отбора проб. Существует два основных метода отбора проб – поверхностный и подземный. Однако в рамках этих методов существуют различные методы, которые могут быть более применимы к определенному типу пластовой жидкости, чем к другим. Кроме того, подготовка скважины может отличаться в зависимости от типа пластовой жидкости. Будут рассмотрены методы отбора проб для каждого типа пласта с акцентом на сценарии, в которых возникают трудности, такие как пластовые жидкости, близкие к критическим, и насыщенные пласты. Также будут подробно рассмотрены методы, включая однофазный отбор проб и изокINETический отбор проб, которые все чаще используются в последнее десятилетие, а также вопросы сохранения других компонентов в образце, включая асфальтены, ртуть и соединения серы. В статье [7] представлено обсуждение, на-

правленное на лучшее понимание доступных методов, концепций, лежащих в их основе, условий эксплуатации скважин и проблем, связанных с получением репрезентативных образцов флюидов.

Оценка потенциальной продуктивности в вязких коллекторах в прошлом была затруднена из-за трудностей с отбором проб нативной жидкости и оценками динамических испытаний пласта на месте. Это является результатом высокой вязкости нефти и неуплотненных песков, в которых она обычно залегаёт, что создаёт ограничения для естественного течения и бесперебойного проведения испытаний/добычи из скважины.

В статье [8] представлена методология, которая объединяет измерения давления в пласте и обводнённости с подробными характеристиками пласта, полученными из каротажных записей, чтобы лучше понять динамику вязкой нефти в коллекторах из песчаника и оптимизировать отбор проб жидкости. Хорошее понимание ограничений и преимуществ каждого инструмента в каждом сценарии способствует более эффективному сотрудничеству при разработке и оптимизации заданий по отбору проб (наилучшая практика и калибровка доступных аналитических планировщиков для использования в полевых условиях).

В настоящее время большинство нефтяных месторождений Казахстана и, в частности, на территории Мангистауского региона находятся на поздней стадии разработки. Эта стадия разработки характеризуется снижением уровня добычи нефти, ростом обводнённости добываемой продукции. Рост обводнённости добываемой продукции является одной из причин, способствующих выводу скважин из действующего фонда.

Для более полного освоения и вовлечения в работу нефтегазонасыщенных пластов, повышения продуктивности скважин на месторождении Каражанбас проводятся различные работы по повышению нефтеотдачи пласта. В процессе эксплуатации скважины необходим постоянный контроль за составом и качеством добываемого углеводородного сырья. С этой целью выполняется периодический отбор проб нефти. Чтобы узнать, насколько мероприятия прошли успешно, нужно будет точно определить следующие показатели, например, как дебит скважины и обводнённость нефти, так как от этих данных зависит производительность скважины, применение геолого-технических мероприятий и различных промысловых работ.

Материалы и методы исследования. Месторождение Каражанбас, находящееся на полуострове Северные Бузачи, было открыто в 1974 году. Оно является самым крупным на территории бывшего СССР, неглубоко залегающим месторождением высоковязкой нефти, разработка которого осуществляется с применением тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов.

В 1977 г. был утверждён государством нефтяной запас месторождения $23853,5 \times 10^4$, а в 1978 г. составлена технологическая схема разработки опытных участков (ПТВ-2, ПТВ-3) с применением термических методов. Согласно этой технологической схеме, освоение тепловых методов увеличения нефтеотдачи на месторождении Каражанбас базировалось, в основном, на применении отечественных систем разработки и многолетнем опыте их испытания.

На месторождении было создано два опытных участка: один с применением метода влажного внутрипластового горения (ВВГ), другой – с применением паротеплового воздействия (ПТВ).

Решение проблемы постоянного контроля за содержанием нефти, воды и газа в составе продукции скважины до сих пор остаётся очень актуальным. Наличие достоверной информации о содержании нефти и воды в добываемой продукции скважины позволяет судить об эффективности разработки продуктивного пласта и рентабельности эксплуатации скважины, а также принимать своевременно верные решения о начале работ по обработке призабойной зоны пласта скважины, ремонту скважины и производить оценку эффективности применения новых технологий и т.д. Кроме того, на добычу воды в составе продукции скважины, на отделение её от нефти, на её утилизацию затрачиваются значительные средства. Поэтому с момента начала обводнения продукции скважины достоверная информация о содержании воды в составе продукции скважины очень важна.

В настоящее время известно два способа определения содержания воды в составе продукции скважины: – непрерывное измерение доли воды в потоке продукции скважины; – периодическое определение доли воды в составе продукции скважины по отобранной пробе жидкости.

Для непрерывного измерения доли воды в составе продукции скважины известны следующие методы:

а) Акустические, включающие в себя: – амплитудный метод; – временной метод; – частотный метод; – импедансный метод; – реверберационный метод; – фазовый метод; – интерферометрический метод.

Однако на практике не известно ни одного промышленного прибора, работающего на применение акустических методов для определения доли воды в продукции скважины.

б) Электромагнитные, включающие в себя: – оптические методы; – кондуктометрический метод; – диэлькометрический метод; – сверхвысокочастотный метод; – метод ядерно-магнитного резонанса; – радиационный метод.

в) Кроме акустических и электромагнитных методов, существуют другие методы: – расчет доли воды в составе продукции скважины по измеряемой плотности потока жидкости и известным величинам плотностей нефти и воды; – предварительное разделение потока продукции скважины на газ, нефть и воду методами центробежного сепарирования или гравитационного отстоя.

Определение доли воды в составе продукции скважины по измеренной плотности жидкости в потоке продукции и известным величинам плотностей отдельно нефти и воды в настоящее время применяется достаточно широко. Однако недостатком такого метода является очень низкая точность и высокая стоимость технических средств, реализующих этот метод.

Другой способ, который изначально и до сих пор применяется на всех нефтяных промыслах – это периодическое определение содержания доли воды в составе продукции скважины по отобранной пробе на её устье.

При выборе эффективного метода повышения нефтеотдачи необходимо учитывать формы существования остаточной нефти в пласте, над извлечением которой следует работать. Учитывая многообразие форм существования остаточной нефти в пласте, а также большое различие свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов, не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

Для каждой залежи обоснование наиболее эффективного метода повышения нефтеотдачи должно проводиться на основании комплексных исследований, включающих лабораторно-экспериментальные работы, численное моделирование на адекватных геолого-фильтрационных моделях, опытно-промышленные работы на представительных участках залежи, технико-экономический анализ [9].

Плохое качество данных опробования скважин может оказаться не лучше их полного отсутствия, в особенности для специалистов по планированию разработки месторождения или управлению добычей. В [10] рассматривается многообразный пробоотборник, разработанный компанией Schlumberger, и описывает его роль в качестве дополнения к многофазным расходомерам, позволяющего получить пробы флюидов без традиционных сепараторов.

Достоверная информация о продукции скважин при отборе необходима для повышения продуктивности скважин, а именно:

- для оптимизационных работ и регулирования отбора;
- для определения технологического режима;
- для регулирования закачки в сетке, компенсация баланса;
- для анализа прироста, после мероприятия выполненных на скважине;
- для определения потенциала нефтенасыщенности пласта;
- для изоляции обводненных интервалов;
- для перехода на другие объекты.

Для успешности реализации этих задач нам нужно определить точные данные скважины. Из-за пульсирования эксплуатационного потока жидкости определить точную обводненность будет сложно. Необходимо отметить, что на малодобитных скважинах жидкость, поступающая из выкидной линии, тоже влияет на пробу.

В ходе испытания на участке паротеплового воздействия (ПТВ 34) из скважины 1626 в сутки было отобрано в разное время 6 банок проб. По отобраным результатам проб видно, что наблюдаются высокие колебания обводненности продукции скважин (рисунок 1).

Метод отбора проб имеет очень большое значение в определении причин эмульгирования нефти. Следует тщательно удостовериться в том, что взятые пробы показательны и характерны для жидкости в исследуемой системе, иначе, т.е. при небрежном или неумелом отборе результаты исследований будут неправильными. Обводненность скважинной продукции определяется в лаборатории месторождения. В лаборатории пробы, отобранные из устья скважины, определяются двумя методами.

Первый – это метод свободной воды.

В банку пробы добавляют деэмульгатор и согревают до 60°C. После отстоя измеряют линейкой и определяют по следующей формуле: $N = |(H_v / (H_{\text{общ}} - H_p))| * 100$, где

H_v – уровень воды,

$H_{\text{общ}}$ – общий уровень,

H_p – уровень химического раствора,

Второй – это метод связанной воды.

Данный метод применяют в том случае, когда невозможно определить первым методом или есть необходимость определения содержания механических примесей. При втором методе используют центрифугу.



Рисунок 1 – Показатели характеристик участка паротеплового воздействия 34 скважины 1626

Для повышения нефтеотдачи пластов отбор проб имеет важное значение. Это очень важная операция. Необходимо предусмотреть и обеспечить такие условия, чтобы отобранная проба была представительной, т.е. ее состав соответствовал составу исследуемой нефти. Используемые два метода отбора проб: свободной, связанной воды на месторождении Каражанбас дают неточный результат. Поэтому предлагаем новый кубовый мобильный пробоотборник (далее МП-1).

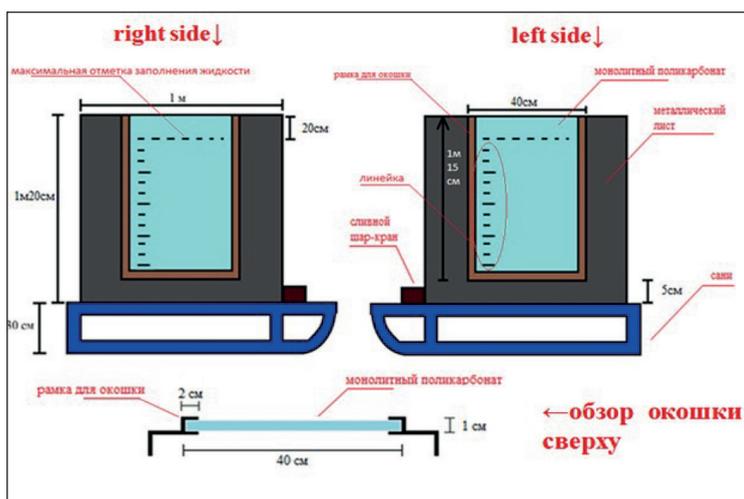


Рисунок 2 – Общий вид мобильного пробоотборника МП-1

Нужные материалы для изготовления МП-1 (рисунки 2):

- 10 мм монолитный поликарбонат 100х40 – 2шт
- 10 мм металлический лист – 6м²
- ТЭН с терморегулятором
- Металлическая труба для сани – 8 метров
- Термостойкий силиконовый герметик
- Сливной шар-кран
- Шланг высокого давления

Преимущества МП-1:

- С помощью МП-1 можно замерить дебит скважины и заодно сверить с показателем замерного хозяйства (счетчика);
- после определения дебита скважины можно посчитать коэффициент производительности насоса;
- при необходимости можно определить обводненность на входе буферной емкости и в узле учета в групповых замерных установках (ГЗУ);
- транспортировка к следующей скважине производится без трудностей;
- для изготовления МП-1 нет необходимости привлечения внешних сторон (оборудование можно изготовить внутри промысла);
- нужные материалы можно найти в любом регионе страны;

Нужно также подчеркнуть продолжительность времени определения обводненности с помощью МП-1.

Например, в 10 ВВГ на скважине 702 дебит жидкости по режиму в сутки 24 м³.

1) Чтобы заполнить 1м³ емкости уйдет в среднем 1 час (60 мин)

2) А при отборе пробы с банкой максимум 30 секунд.

- В первом случае наш результат будет более точным. Так как охват времени позволяет зафиксировать разные потоки жидкости и вероятность колебания результатов минимальная.

Как работает МП-1

1. Соединяем шланг высокого давления к скважине.
2. Заполняем до максимальной отметки. Отсоединяем.
3. Скважина дальше продолжает работать на выкидную линию.
4. Включаем ТЭН. Ставим регулятор на +60°С.
5. Ждем. После отстоя появится уровень – граница между водой и нефтью.
6. Измеряем. Активируем.
7. Откачиваем жидкость с помощью вакуумной автоцистерны.
8. Перевод к следующей скважине.
9. Экономическая рентабельность.

- Расходы для подготовки МП-1 150 000-250 000 KZT (400-680 USD)

- Цена на нефть на 20 октября 2018 – 80,04 USD за баррель

- Инженеры с помощью МП-1 при назначении мероприятий могут испытывать чувство уверенности.

- Вовремя выявлять рост обводненности и снижение продуктивности.

- Балансировать компенсацию закачки в ППД (Поддержание пластового давления).

- Уточнить показателей скважин после бурения и ГТМ (Геолого-технические мероприятия).

От всех этих факторов зависит выполнение ежегодного плана добычи компании «Каражанбасмунай» [11].

Мы не отрицаем метод определения обводненности с помощью банок. Этот традиционный метод практикуется годами. Но МП-1 – это вспомогательный прибор, который приходит на помощь во время разногласий между инженерами из-за разных результатов проб. А также для проведения геолого-технических мероприятий необходимы более точные анализы проб скважинной продукции, и с помощью предлагаемого прибора мы можем наметить правильное мероприятие. Он очень удобен для использования нужных целей, и имеет небольшую степень риска.

Результаты и обсуждение.

Для того, чтобы вышеуказанные работы были продуктивными, необходимо, чтобы установленный нами показатель водного процента был точным. Но из-за различного потока жидкости (потока), поднимающегося выше интервалов перфорации, в скважине становится трудно проводить безошибочные пробные работы [12-16].

Инструменты, необходимые для изготовления котла:

- Лист железный – 5м²
- Термостойкое стекло стекло 100х60 см – 2 шт
- ТЭН 5кВт с терморегулятором
- Патрубки – 8м
- Шланг контактный скважинный – 3м
- Термостойкий силиконовый герметик (ТУТАН).

Экономическая эффективность и преимущества:

- Необходимые инструменты для подготовки можно найти во всех регионах страны;
- Транспортировка в следующую скважину не вызывает затруднений;
- Для изготовления пробоотборников не нужен специальный завод, их могут изготовить все предприятия нефтегазовой промышленности;

- В процессе наполнения пробоотборника жидкостью есть возможность установить время и определить дебит жидкости скважины;

- Кроме того, можно проверить и сравнить, насколько правильно работает жидкометрический прибор, расположенный в начале скважины;

- Необязательно своевременно заменять запасные части, в случае отказа периодические потери отсутствуют;

- В случае необходимости определения буферной воды можно попробовать в групповых измерительных установках.

Заключение и выводы.

1. Существующие методы непрерывного измерения обводнённости продукции скважины либо технически не реализованы на практике, либо очень дороги.

2. Традиционный способ отбора проб не позволяет обеспечить необходимую достоверность проб. Этот способ опасен для здоровья оператора и загрязняет окружающую среду.

3. Специалисты-инженеры путем определения и контроля фактической воды из скважины благодаря пробоотборнику:

- организуют достоверно правильные мероприятия;
- своевременно выявляют и нормализуют увлажненные скважины;
- оптимизируемыми скважинами определяют площади;
- Наблюдают результаты скважин, вышедших из бурения, где были проведены работы ГТМ.

Все вышеназванные работы будут способствовать выполнению плана по добыче нефти, поставленного компанией.

4. Техническое средство для реализации этого способа обеспечивает безопасные условия работы оператора и не загрязняет окружающую среду

Предлагаемый пробоотборник – это не признание или не несогласие с подходом к отбору пробы в банке, который практикуется годами [17-20]. Данное изделие является незаменимым инструментом, который приходит на помощь в моменты снижения суточного нефтепродукта, когда необходимо провести соответствующий анализ скважин важного контроля, когда результат пробы из устья скважины становится неоднозначным. 

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

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Paola A. Melloa, Juliana S.F. Pereira, Marcia F. Meskob, Juliano S. Barinc, Erico M.M. Floresa. Sample preparation methods for subsequent determination of metals and non-metals in crude oil-A review// Analytica Chimica Acta 746 (2012) 15-36. <http://dx.doi.org/10.1016/j.aca.2012.08.009>
- 2 Afdhol, M.K.; Erfando, T.; Hidayat, F.; Hasibuan, R.; Hasibuan, M.Y.; Siregar, C.P. Application of pineapple skin waste as a source of biosolvent for use as wax inhibitor // J. Earth Energy Eng. 2020, 9, 102–111. <https://doi.org/10.25299/jeee.2020.3922>
- 3 Gharbi, K.; Benyounes, K.; Khodja, M. Removal and prevention of asphaltene deposition during oil production: A literature review // J. Pet. Sci. Eng. 2017, 158, 351-360. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.062
- 4 Shagiakhmetov, A.M.; Podoprighora, D.G.; Terleev, A.V. The study of the dependence of the rheological properties of gelforming compositions on the crack opening when modeling their flow on a rotational viscometer // Period. Tche Quim. 2020, 17, 933-939. DOI: 10.52571/PTQ.v17.n34.2020.957_P34_pgs_933_939.
- 5 Ragunathan, T.; Husin, H.; Wood, C.D. Wax formation mechanisms, wax chemical inhibitors and factors affecting chemical inhibition//Appl. Sci. 2020, 10(2), 479; <https://doi.org/10.3390/app10020479>
- 6 Afdhol, M.K.; Abdurrahman, M.; Hidayat, F.; Chong, F.K.; Mohd Zaid, H.F. Review of solvents based on biomass for mitigation of wax paraffin in Indonesian oilfield // Appl. Sci. 2019, 9, 5499. <https://doi.org/10.3390/app9245499>
- 7 Bon Johannes, Sarma Hemanta Kumar, Rodrigues Jose Teofilo, Bon Jan Gerardus. Reservoir-Fluid Sampling Revisited // A Practical Perspective. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2007. – 10(6). – Pp.589–596. doi:10.2118/101037-PA.
- 8 Canas Jesus, Low Steven, Adur Nicolas, Teixeira Vinicius. Society of Petroleum Engineers // SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium.

- 2005. –Proceedings of SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. – Viscous Oil Dynamics Evaluation for Better Fluid Sampling. doi:10.2118/97767-ms
- 9 Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. Методы повышения нефтеотдачи пластов // Учебное пособие. – Ухта. – УГТУ. – 2014г.
 - 10 В. Афанасьев, Поль Гизз, Алехандро Шеффлер, Брюно Пенге, Бертран Тевени. Отбор проб многофазных флюидов: недостающий элемент решения головоломки // Нефтегазовое обозрение. – 2009г. – том 21. – 2.
 - 11 Отчет о сравнении результатов обводненности ручного отбора и влагомера со скважины 1626 месторождения Каражанбас. – июнь, 2018г.
 - 12 Togasheva A., Bayamirova R., Sarbopeyeva M., Bisengaliev M., Khomenko V.L. Measures to prevent and combat complications in the operation of high-viscosity oils of western Kazakhstan. News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences. Volume 1. Number 463 (2024), Pp.257-270. <https://doi.org/10.32014/2024.2518-170X.379>
 - 13 Bisengaliev M.D., Zholbasarova A.T., Togasheva A.R., Bayamirova R.Y., Sarbopeeva M.D. (2021). Development of technologies for the pour point depressant treatment of an annular near-wall layer of oil pumped through a main pipeline// E3S Web Conf. International Symposium “Sustainable Energy and Power Engineering 2021” (SUSE-2021). – Volume 288. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128801005>
 - 14 Bayamirova R.Y., Togasheva A.R., Zholbassarova A.T., Islamberdiev Z.A., Bissengaliev M., D.Suierov. (2020). Experimental study of structural- mechanical properties of heavy oils//Studia UBB Chemia LXV. – 2020. – Pp. 233–244. doi:10.24193/subbchem.2020.1.18
 - 15 Biletskiy M. T., Ratov B. T., Sudakov A. K., Sudakova D., & Borash B. R. Modeling of drilling water supply wells with airlift reverse flush agent circulation // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. – 2023a. – № 1. – С. 53-60. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-1/053>
 - 16 Cher nova M., Kuntsyak Y., Ratov B., Sudakov A., Nuranbayeva, B. Substantiation of the use of polymer-composite materials, which reduce the influence of dynamic friction forces of macrostructural surfaces, when drilling wells / SGEM International Multidisciplinary Scientific GeoConference EXPO Proceedings. – 2022. – <https://doi.org/10.5593/sgem2022/1.1/s03.049>
 - 17 Sudakov A., Dreus A., Ratov B. Substantiation of thermomechanical technology parameters of absorbing levels isolation of the boreholes // NEWS of National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. – 2020. – № 2(440). – P. 63–71. <https://doi.org/10.32014/2020.2518-170x.32>
 - 18 Ratov B.T., Sudakov A.K., Sudakova D.A., Borash B.R., (2023). Modeling of drilling water supply wells with airlift reverse flush agent circulation // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. – 2023. – № 1. – P. 53-60. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-1/053>.
 - 19 Ratov B.T., Chudik I.A., Fedorov B.V., Sudakov A.K., Borash B.R. Results of production tests of an experimental diamond crown during exploratory drilling in Kazakhstan // SOCAR Proceedings. – 2023. – N 2. –P. 023-029. <https://doi.org/10.5510/OGP20230200842>
 - 20 Ratov B.T., Fedorov B.V., Omirzakova E.J., & Korgasbekov D.R. Development and improvement of design factors for PDC Cutter Bits // Mining Informational and Analytical Bulletin. – 2019a. – N 11. – P. 73–80. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-11-0-73-80>