ISSN 2712-8008
Том / Volume 26 №2 2026
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276.53.054.23:621.67 – 83
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2026

Методы эксплуатации скважин для использования пластовых газонасыщенных вод в технологиях водогазового воздействия

А.Н. Дроздов[1,2,3], Е.И. Горелкина[1,3]

[1]Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы (Российская Федерация, 117198, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, 6)

[2]Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина (Российская Федерация, 119991, г. Москва, пр. Ленинский, 65, корп. 1)

[3]Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (Российская Федерация, 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23)

Methods of Well Operation for the Use of Formation Gas-Saturated Waters in Water-Gas Stimulation Technologies

Alexander N. Drozdov[1,2,3], Evgeniya I. Gorelkina[1,3]

[1]Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba (6 Miklukho-Maklaya st., Moscow, 117198, Russian Federation)

[2]Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (1 Bldg., 65 Leninsky av., Moscow, 119991, Russian Federation)

[3]Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (23 Miklukho-Maklaya st., Moscow, 117997, Russian Federation)

Получена / Received: 01.08.2025. Принята / Accepted: 08.12.2025. Опубликована / Published: 14.05.2026

Ключевые слова:
водогазовое воздействие, насосно-эжекторная система, водогазовая смесь, соленая высокоминерализованная газонасыщенная вода, предотвращение гидратообразования, повышение нефтеотдачи, использование затрубного газа, внутрискважинная сепарация.

Для применения на Ромашкинском месторождения предложена комплексная технология водогазового воздействия (ВГВ) с отбором попутного нефтяного газа (ПНГ) из затрубных пространств добывающих насосных скважин. Разработанная насосно-эжекторная система (НЭС) с дожимным насосом для осуществления ВГВ установлена на одном из кустов скважин месторождения. В ранее проведенных исследованиях выявлена проблема выпадения газовых гидратов при термодинамических условиях закачки пресной воды с жирным попутным газом девонской нефти Ромашкинского месторождения и показано, что для предотвращения гидратообразования при ВГВ целесообразно использовать соленую высокоминерализованную пластовую воду.
Целью данной работы является изучение различных методов эксплуатации скважин для отбора пластовой высокоминерализованной воды и внедрение одного из них при водогазовом воздействии на промысле.
Для промышленной эксплуатации рассмотрены различные варианты отбора пластовой высокоминерализованной газонасыщенной воды в целях водогазового воздействия из добывающей скважины куста.
При насосной эксплуатации скважин происходит гравитационная внутрискважинная сепарация нефти и воды на приеме насосов. Она может быть осложняющим фактором при насосной добыче, но есть технические решения, обеспечивающие процесс разделения нефти и воды при устранении опасности возникновения этого осложнения. Эффект внутрискважинной сепарации можно использовать для отделения и последующего отбора газонасыщенной воды в целях водогазового воздействия. Однако известные технологии внутрискважинной гравитационной сепарации нефти и воды не получили широкого распространения. Среди причин этого – недостаточная эффективность гравитационного разделения, а также сложности в компоновке оборудования и в реализации процесса. Более эффективной по сравнению с гравитационной может стать технология внутрискважинной центробежной сепарации нефти и воды.
Внедрение установки одновременно-раздельной эксплуатации с ЭЦН и ШГН в одной из скважин куста позволило организовать постоянную подачу солёной высокоминерализованной пластовой воды в насосно-эжекторную систему для водогазового воздействия на пласт. Выпадения гидратов при такой технологии реализации ВГВ нет, НЭС устойчиво работает при закачке водогазовой смеси в нагнетательную скважину в круглосуточном режиме эксплуатации. Достигнут прирост добычи жидкости из добывающих насосных скважин за счет снижения давления в затрубном пространстве.
В процессе проведения ВГВ выявлена нестационарность процесса эксплуатации силового ЭЦН при откачке пластовой воды с газом, связанная с периодическими прорывами свободного газа. Поскольку насос содержит большое количество ступеней, эти кратковременные прорывы газа не приводят к прекращению эксплуатации скважины.
Насосно-эжекторная система работает устойчиво, что свидетельствует об эффективном подавлении коалесценции газовых пузырьков в соленой высокоминерализованной воде, способствующем успешной эксплуатации эжектора и дожимного многоступенчатого центробежного насоса.
Еще одно преимущество реализуемой технологии ВГВ заключается в том, что вместе с водой и затрубным ПНГ в нагнетательную скважину закачивается также и углеводородный газ, находящийся в пластовой высокоминерализованной воде.

Keywords:
water alternating gas, pump-ejector system, water-gas mixture, saline highly mineralized gas-saturated water, prevention of hydrate formation, enhanced oil recovery, use of annular gas, downhole separation.

A comprehensive water alternating gas (WAG) technology for recovery of associated petroleum gas (APG) from the annulus of production pumping wells has been proposed for use at the Romashkinskoye field. The developed pump-ejector system (PES) with a booster pump for WAG has been installed at one of the field's well pads. Previous studies have identified the problem of gas hydrate formation under the thermodynamic conditions of freshwater injection with rich associated gas from Devonian oil at the Romashkinskoye field. It has been shown that using saline, highly mineralized formation water is advisable to prevent hydrate formation during WAG.
The objective of this study is to study various well operation methods for recovery of highly mineralized formation water and to implement one of them in WAG technology at the field.
For industrial operation, various options for the selection of highly mineralized gas-saturated formation water for the purpose of water-gas stimulation from the production well of the well cluster were considered.
During pumping operations, gravity-based downhole separation of oil and water occurs at the pump intake. This can complicate pumping operations, but technical solutions exist that ensure the oil-water separation process while eliminating the risk of this complication. Downhole separation can be used to separate and subsequently recover gas-saturated water for water-gas stimulation. However, existing downhole gravity-based oil-water separation technologies have not gained widespread acceptance. The reasons for this include the insufficient efficiency of gravity separation, as well as difficulties in equipment layout and process implementation. Downhole centrifugal oil-water separation technology may prove more effective than gravity-based separation.
The implementation of a dual-flow system with an electric centrifugal pump and sucker rod pump in one of the wells in the cluster enabled a continuous supply of highly mineralized saline formation water to the pump-ejector system for water-gas stimulation. This WAG technology eliminates hydrate formation, and the pump-ejector system operates reliably while pumping a water-gas mixture into the injection well in 24/7 operation. Increased fluid production from the production pumping wells was achieved by reducing annular pressure.
During the WAG test, unsteadiness in the operation of the power electric centrifugal pump during gas-filled formation water pumping was detected, caused by periodic gas breakthroughs. Since the pump contains a large number of stages, these short-term gas breakthroughs do not lead to the cessation of well production. The pump-ejector system operates reliably, which indicates effective suppression of coalescence of gas bubbles in highly mineralized salt water, contributing to the successful operation of the ejector and booster multistage centrifugal pump.
Another advantage of the implemented WAG technology is that, together with water and annular associated gas, hydrocarbon gas contained in the highly mineralized formation water is also injected into the injection well.

Дроздов Александр Николаевич (Author ID in Scopus: 57219358454, ORCID: 0000-0001-9509-203X) – доктор технических наук, e-mail: Drozdov_AN@rudn.ru.
Горелкина Евгения Ильинична (Author ID in Scopus: 57219781651, ORCID: 0000-0001-8577-3026), e-mail: Gorelkina_EI@rudn.ru. Контактное лицо для переписки.
Alexander N. Drozdov (Author ID in Scopus: 57219358454, ORCID: 0000-0001-9509-203X) – Doctor of Science, e-mail: Drozdov_AN@rudn.ru.
Evgeniya I. Gorelkina (Author ID in Scopus: 57219781651, ORCID: 0000-0001-8577-3026), e-mail: Gorelkina_EI@rudn.ru. The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Дроздов, А.Н. Методы эксплуатации скважин для использования пластовых газонасыщенных вод в технологиях водогазового воздействия / А.Н. Дроздов, Е.И. Горелкина // Недропользование. – 2026. – Т. 26, № 2. – С. 158–168. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.9

Please cite this article in English as:
Drozdov A.N., Gorelkina E.I. Methods of Well Operation for the Use of Formation Gas-Saturated Waters in Water-Gas Stimulation Technologies. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2026, vol. 26, no. 2, pp. 158–168. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.9

Введение

Газовые методы увеличения нефтеотдачи (МУН) являются одними из самых перспективных [1]. По данным Ю.А. Поддубного и А.Ю. Поддубного, если за основу взять консервативную оценку, то проекты с газовыми МУН занимают 47 %, термические проекты – 44 %, химические и другие технологии – 9 %. По наиболее радикальной оценке доля газовых проектов МУН оценивается в 56 % при доле термических проектов 32–41 %.

В частности, в области газовых МУН применяются технологии водогазового воздействия (ВГВ), в том числе путем совместной закачки воды и газа в пласт в виде водогазовых смесей [2–4]. Водогазовое воздействие является весьма перспективным методом повышения нефтеотдачи [5–9].

Для ВГВ могут использоваться различные газы: попутный нефтяной газ (ПНГ) [2, 4, 10–12], природный газ [13], азот [14], углекислый газ [12, 15–17], ПНГ с высоким содержанием CO2 [18], комбинированные газовые агенты [19], выхлопные [20–22], дымовые газы [22, 23]. Оценка эффективности водогазового воздействия при использовании газов различного состава приведена в работах [12, 24].

Помимо обычной жидкости – воды, при ВГВ могут быть использованы пластовая соленая высокоминерализованная вода [11], вода малой минерализации («умная» вода»), растворы ПАВ и полимеров [12].

Известны различные методы проведения ВГВ: применение компрессорных и насосно-бустерных технологий, эжекторных и насосно-эжекторных систем (НЭС) [25]. Струйные аппараты (эжекторы) просты по конструкции, надежны и могут успешно использоваться при утилизации различных промышленных, в том числе факельных газов [26–29]. В работе [30] предложено использование затрубного попутного нефтяного газа (ПНГ) насосных скважин для повышения нефтеотдачи путем ВГВ с помощью НЭС. Перспективы существенного расширения функциональных возможностей технологии ВГВ за счет применения насосно-эжекторных систем с дожимными многоступенчатыми насосами на выходе из эжекторов показаны в [10, 14, 20, 25, 31–33]. Имеется также положительный опыт использования такой НЭС для ВГВ при утилизации ПНГ на Самодуровском месторождении [11, 34].

Для применения на Ромашкинском месторождения предложена комплексная технология ВГВ с отбором попутного газа из затрубных пространств добывающих насосных скважин. Разработанная НЭС с дожимным насосом для осуществления ВГВ установлена на одном из кустов скважин месторождения. Первые результаты её эксплуатации приведены в работах [35, 36], где выявлена проблема выпадения газовых гидратов при термодинамических условиях закачки пресной воды с жирным попутным газом девонской нефти Ромашкинского месторождения и показано, что для предотвращения гидратообразования при ВГВ целесообразно использовать соленую высокоминерализованную пластовую воду. При этом следует отметить, что высокая минерализация воды, согласно работам [11, 34, 37–40], способствует также эффективному подавлению коалесценции газовых пузырьков. Это снижает гидравлические потери на скольжение газа при закачке смеси в нагнетательные скважины, улучшает работу эжекторов и многоступенчатых центробежных насосов на водогазовых смесях. Для промышленной эксплуатации было рекомендовано проведение дальнейших исследований по возможности отбора пластовой высокоминерализованной воды в целях водогазового воздействия из добывающей скважины куста.

Целью данной работы является изучение различных методов эксплуатации скважин для отбора пластовой высокоминерализованной воды и внедрение одного из них при водогазовом воздействии на промысле.

В исследовании [41] ранее было отмечено наличие в пластовых высокоминерализованных водах девонских горизонтов Ромашкинского месторождения растворенного газа с содержанием 0,2–0,7 м^3/м^3 и показано, что положительное влияние естественных водогазовых смесей на нефтеотдачу пластов позволяет отнести закачку газосодержащих пластовых вод к эффективным методам повышения нефтеотдачи для всех типов коллекторов.

В данной статье рассмотрим различные перспективные методы эксплуатации скважин для откачки пластовых минерализованных газонасыщенных вод и их использования при ВГВ с помощью различных технологий, в том числе внутрискважинной сепарации, а также продемонстрируем пример практической реализации одного из методов с применением одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) на промысле.

Возможности гравитационной внутрискважинной сепарации для отбора пластовых газонасыщенных вод в целях реализации ВГВ

При насосной эксплуатации скважин происходит гравитационная внутрискважинная сепарация нефти и воды на приеме насосов. Этот эффект можно использовать для отделения и последующего отбора газонасыщенной воды в целях водогазового воздействия. Ниже показано, что гравитационная сепарация нефти и воды может быть осложняющим фактором при насосной добыче, но есть технические решения, обеспечивающие процесс разделения нефти и воды при устранении опасности возникновения этого осложнения.

Из-за большой разности плотностей нефти и воды даже при эксплуатации сильно обводненных скважин могут происходить срывы подачи погружных центробежных насосов (ЭЦН), что было выявлено в результате специальных промысловых исследований работы установок ЭЦН в скважинах, эксплуатирующих юрские пласты Талинского месторождения Красноленинского свода Западной Сибири [42]. Процесс откачки установкой ЭЦН водонефегазовой смеси, внешней фазой которой является пластовая вода, носит явно выраженный неустановившийся характер с периодическим возникновением кризисных режимов эксплуатации.

На рис. 1 показаны последовательные стадии развития этого процесса.

Водонефтегазовые эмульсии Талинского месторождения являются маловязкими и нестойкими. Пластовая нефть с высоким газовым фактором имеет низкую плотность. Так, для Талинского месторождения разность между плотностями попутной воды и пластовой нефти может достигать 400 кг/м^3 и более. В этих условиях на приеме погружной насосной системы происходит не только отделение попутного газа, но также интенсивная естественная сепарация нефти в затрубное пространство.

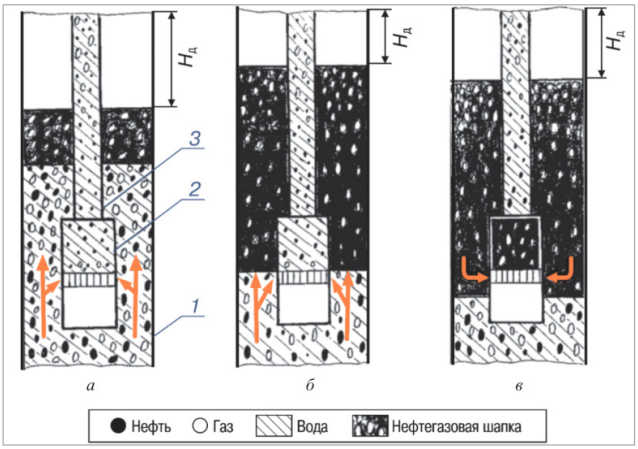


Рис. 1. Последовательные стадии работы на водонефтегазовой смеси погружной серийной насосной системы в скважине: *1* – эксплуатационная колонна; *2* – погружной насосный агрегат; *3* – НКТ

На рис. 1, *а*, представлена начальная стадия процесса откачки водонефтегазовой смеси погружной насосной системой. У входа в ЭЦН вследствие сепарационных явлений часть нефти с попутным газом, минуя прием насоса, всплывает вверх и поступает в затрубное пространство скважины. В насос идет смесь с меньшим газосодержанием и большей обводненностью по сравнению с продукцией, поступающей в ствол скважины из пласта. Нефть с попутным газом постепенно накапливается в затрубном пространстве, образуя своеобразную нефтегазовую шапку. Указанные явления происходят как при оснащении погружной насосной системы газосепаратором, так и без него. Разница заключается лишь в большем количестве свободного газа, отделяемого центробежным сепаратором в затрубное пространство, по сравнению с естественной сепарацией свободного газа. Кроме того, вследствие большой разности плотностей нефти и воды возможно также отделение части нефти из эмульсии в центрифуге сепаратора, что приводит к повышенному сбросу нефтегазовой смеси в затрубное пространство скважины. Таким образом, качественных различий, связанных с влиянием газосепаратора на течение процесса, нет, есть только количественные изменения – при наличии сепаратора процесс идет интенсивнее.

С течением времени объем нефтегазовой шапки в затрубном пространстве увеличивается. Граница раздела между водонефтегазовой эмульсией и нефтегазовой шапкой постепенно перемещается вниз, к приему насоса. Вследствие этого средняя плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве уменьшается. Если давление на приеме насоса не меняется, то динамический уровень $H_д$ перемещается вверх, ближе к устью скважины (см. рис. 1, *а*, *б*).

Наконец наступает момент, когда нижняя граница нефтегазовой шапки достигает приема насоса, работающего пока еще на сильнообводненной водонефтегазовой смеси (см. рис. 1, *б*). Такое положение является крайне неустойчивым, и любое, даже самое незначительное изменение условий (например, небольшое снижение пластового давления или продуктивности скважины и связанное с этим падение динамического уровня) приводит к следующему. Граница раздела опускается ниже приема ЭЦН. В насос поступает нефтегазовая смесь низкой плотности, в то время как в насосно-компрессорных трубах (НКТ) находится сильнообводненная продукция высокой плотности (см. рис. 1, *в*).

Давление, развиваемое центробежным насосом, при неизменном напоре прямо пропорционально плотности перекачиваемой продукции. На рис. 2 представлены в качестве примера характеристики насоса ЭЦН5-125-1300 в координатах: подача Q – развиваемое давление Рн на сильнообводненной водонефтегазовой смеси (кривая *1*) высокой плотности (она принята равной 1000 кг/м^3) и на нефтегазовой смеси (кривая *2*) низкой плотности (принята равной 600 кг/м^3). Из рис. 2 ясно, что на нефтегазовой смеси насос создает гораздо меньшее давление.

Для условий эксплуатации, представленных на рис. 1, *б*, на водонефтегазовой смеси с плотностью $\rho_{внг} = 1000$ кг/м^3 насос ЭЦН5-125-1300 развивает давление $P_н = 13{,}3$ МПа при подаче $Q = 125$ м^3/сут, т.е. находится в оптимальном режиме характеристики (точка A на кривой *1*, см. рис. 2). Но стоит попасть в насос нефтегазовой смеси (см. рис. 1, *в*) с плотностью $\rho_{нг} = 600$ кг/м^3, и ситуация кардинально меняется. Для подъема продукции на поверхность насосу по-прежнему необходимо создавать высокое давление, чтобы продавить столб тяжелой жидкости, находящейся в НКТ. Однако из-за того, что в насосе находится нефтегазовая смесь, его характеристика в координатах «подача – давление» резко снижается (см. кривую *2* на рис. 2). Проводя линию, параллельную оси абсцисс из точки A до точки A' на рис. 2 (при неизменной величине $P_н$), можно убедиться, что пересечения с характеристикой на нефтегазовой смеси в области положительных подач не существует. Следовательно, в этом случае подача насоса прекратится ($Q_a' = 0$).

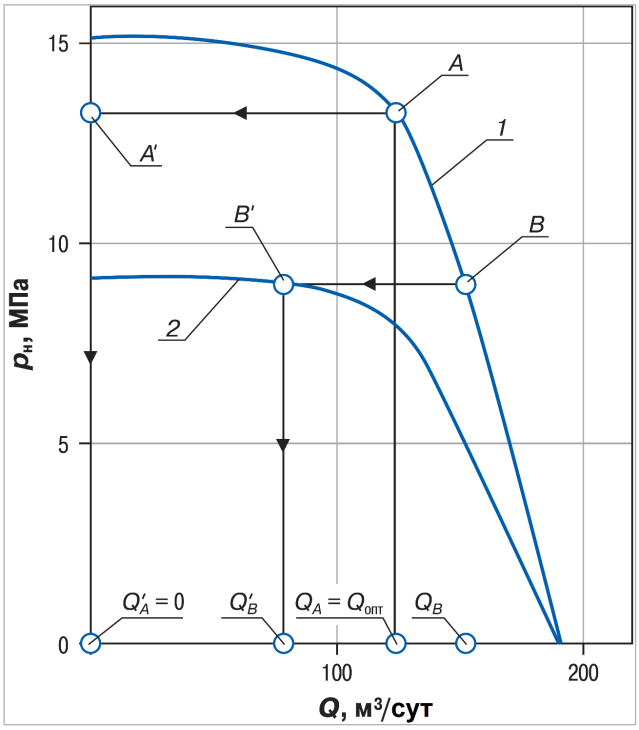


Рис. 2. Характеристики ЭЦН в координатах: подача Q – развиваемое давление $P_н$ на сильнообводненной водонефтегазовой смеси высокой плотности (*1*) и на нефтегазовой смеси низкой плотности (*2*)

Таким образом, вследствие эффекта сепарации нефти и газа на приеме ЭЦН, роста объема нефтегазовой шапки в затрубном пространстве и последующего поступления нефтегазовой смеси в насос может произойти срыв подачи из-за большой разности плотностей

нефти и воды даже при эксплуатации сильно обводненной скважины. В отличие от известного явления срыва подачи ЭЦН вследствие вредного влияния свободного газа, в данном случае и самый эффективный газосепаратор не может спасти положение.

Такие срывы подачи, повторяясь периодически, приводят в конце концов к преждевременному выходу установок ЭЦН из строя. Особенно часто при этом происходит нарушение изоляции (вплоть до оплавления при аномальном перегреве) кабельного удлинителя, расположенного вдоль насоса. Следует отметить, что наибольшему нагреву при таком виде срыва подачи будет подвергаться нижняя секция насоса с проходящей рядом с ней частью кабельного удлинителя. Это связано с тем, что нефтегазовая смесь поступает через приемную сетку в нижнюю секцию вплоть до срыва подачи, и в средней и верхней секциях насоса в момент срыва может еще находиться сильнообводненная смесь. Поскольку теплоемкость нефтегазовой смеси более чем в два раза меньше теплоемкости пластовой воды, то наибольший нагрев при таком срыве подачи будет происходить в нижней секции ЭЦН с находящейся там нефтегазовой смесью, что подтверждается данными работы [43], где зафиксировано значение максимальной температуры 272 °С термоиндикатором, установленным на кабельном удлинителе посередине нижней секции ЭЦН.

Смягчить негативные последствия указанной проблемы можно, если заранее, еще на стадии подбора, проектировать режим работы ЭЦН в скважине значительно правее оптимальной точки характеристики. Так, в случае, когда режим эксплуатации ЭЦН на сильнообводненной смеси находится в точке В с подачей $Q_в$ (см. рис. 2), то при поступлении в насос нефтегазовой смеси режим его работы переместится в точку B' с подачей $Q_в'$. Срыва работы насоса при этом не произойдет, но подача установки значительно снизится. Вследствие этого начнется рост забойного давления и давления на входе в насос, который постепенно прокачает нефтегазовую шапку в НКТ и перейдет снова на откачку водонефтегазовой смеси высокой плотности с увеличением подачи.

Другим принципиально возможным вариантом решения проблемы является незамедлительное повышение частоты вращения вала УЭЦН в критический момент, что увеличит развиваемое насосом давление и предотвратит срыв подачи. Однако этот путь требует применения дорогостоящих интеллектуальных станций управления с частотными преобразователями.

Ещё одной технологией, способной предотвратить срывы подачи не только из-за вредного влияния газа, но и вследствие большой разницы плотностей нефти и воды, устранить фонтанирование по затрубному пространству, а также эксплуатировать ЭЦН в оптимальном режиме, является использование погружных насосно-эжекторных систем [42].

Эффект гравитационного разделения воды и нефти в стволе скважины можно реализовать при эксплуатации сильнообводненных нефтяных скважин для осуществления внутрискважинной сепарации в целях водогазового воздействия с применением насосно-эжекторной системы. Схема подходящей для этого установки (патент РФ № 2531228 [44]) представлена на рис. 3.

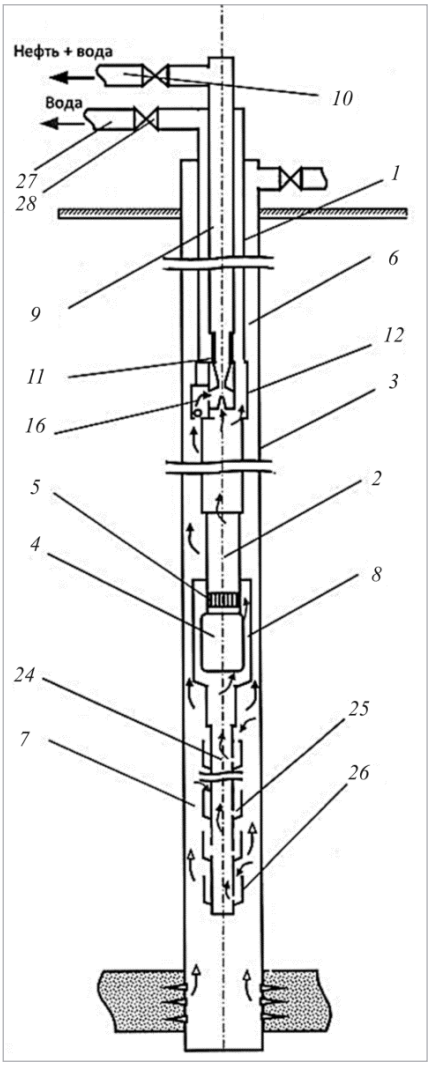


Рис. 3. Схема установки по патенту РФ № 2531228 [44]

Установка содержит подвеску колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) большого диаметра *1* с электроцентробежным насосом ЭЦН *2*, которые спущены в эксплуатационную колонну скважины *3*. Погружной электродвигатель (ПЭД) *4* и приемная часть (входной модуль) *5* электроцентробежного насоса *2* с наружной стороны от затрубного пространства *6* и разделительной камеры *7* герметизированы кожухом *8*. В колонне НКТ большего диаметра *1* концентрично размещена колонна НКТ меньшего диаметра *9*. Верхняя часть НКТ *9* в устьевой арматуре жестко соединена с нефтяной линией *10*, а нижняя часть (башмак) манжетным креплением герметично установлена в верхней цилиндрической камере *11* коммутатора *12*, установленного в колонне НКТ большего диаметра *1* на глубине, ниже динамического уровня жидкости в скважине.

Коммутатор *12* также снабжен нижней цилиндрической камерой *13* для размещения вставного струйного насоса (эжектора) *14* и боковым каналом *15*, гидравлически сообщающим струйный насос *14* с затрубным пространством *6* через обратный клапан *16*, расположенный с наружной стороны коммутатора *12*. Последний имеет вертикальные периферийные каналы *17* для прохождения прокачиваемой воды электроцентробежным насосом *2* в колонну НКТ большего диаметра *1*. Вставной струйный насос *14*, содержащий сопло *18*, камеру смешения *19* и диффузор *20*, в нижней цилиндрической камере *13* герметизирован манжетами и фиксирован прижимным винтом *21* с внутренними гранями под ключ, а

под входом камеры смешения *29* имеет радиальные отверстия *22* с наружной круговой проточкой *23*. К патрубку кожуха *8* подсоединен хвостовик *24* входного устройства, расположенного в разделительной камере *8*, образованной из кольцевого пространства, заключенного между эксплуатационной колонной *3* и корпусом входного устройства. Зазор между кожухом *8* и эксплуатационной колонной *3* обеспечивает впуск нефтяных капель и накопление их в верхней части затрубного пространства *6*. Заглушенным с нижним концом хвостовик *24* снабжен по всей длине вдоль корпуса одним рядом впускных отверстий *25* и стаканами *26*, выполняющими функцию гидрозатвора для нефтяных капель. Входное устройство состоит из нескольких секций с уменьшающимся диаметром впускных отверстий *25* в каждой последующей секции по направлению вверх. В устьевой арматуре скважины колонна НКТ большого диаметра *1* обвязана выкидной линией *27* с задвижкой *28* и водоводом.

При работе данной установки происходит гравитационная сепарация нефти и воды перед ЭЦН. Воду с растворенным газом откачивает ЭЦН по кольцевому зазору между внешним и внутренним рядами НКТ, а капли нефти всплывают вверх в затрубное пространство и отбираются струйным насосом (эжектором), в сопло которого подается вода от ЭЦН, на поверхность по внутреннему ряду НКТ. Водонефтяная смесь с меньшей обводненностью поступает далее в нефтепровод. Поднятая на поверхность вода с растворенным газом может использоваться в целях водогазового воздействия.

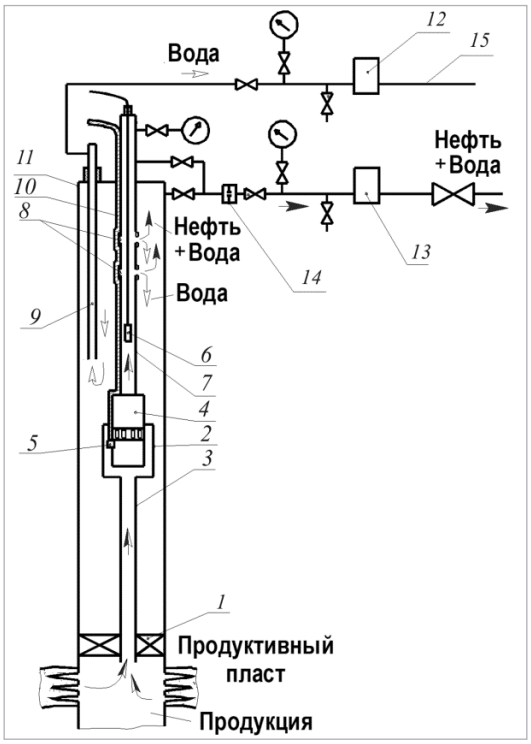


Рис. 4. Схема размещения оборудования для гравитационного разделения нефти и воды с УЭЦН: *1* – пакер; *2* – кожух; *3* – хвостовик; *4* – ЭЦН; *5* – датчик давления и температуры на приеме насоса; *6* – расходомер скважинный с датчиком давления на выходе насоса; *7* – колонна НКТ; *8* – переводник с отверстиями; *9* – гибкая труба; *10* – кабель ПЭД; *11* – устьевая арматура с вводом для гибкой трубы; *12* – анализатор качества воды; *13* – расходомер

Помимо вышеуказанного технического решения, известно применение другой технологии внутрискважинной гравитационной сепарации [45]. Схема компоновки подобного оборудования, которая может быть в дальнейшем использована при проведении водогазового воздействия, приведена на рис. 4.

Выше продуктивного пласта установлен пакер *1*, над которым на колонне НКТ *7* размещена УЭЦН *4*, помещенная в кожух *2*, герметично соединенный с пакером *1* через хвостовик *3*. В составе колонны НКТ размещен специальный переводник *8* с отверстиями, сообщающими полость колонны НКТ с межтрубным пространством скважины. Параллельно НКТ в скважину спущена гибкая труба *9*, герметизированная на устье и обвязанная с основной выкидной линией скважины. При пуске ЭЦН *4* жидкость из высокообводненного продуктивного пласта поступает из-под пакера *1* в колонну НКТ *7*, поднимается по ней до переводников с отверстиями *8* и попадает в межтрубное пространство скважины, где происходит гравитационное разделение жидкости продуктивного пласта на газонасыщенную пластовую воду и нефтеводяную смесь.

Нефтеводяная смесь по полости колонны НКТ и по межтрубному пространству скважины, расположенным выше переводников с отверстиями, поднимается к устью скважины, а вода занимает межтрубное пространство ниже переводников.

При дальнейшей работе ЭЦН водонефтяная смесь через регулирующее устройство, в качестве которого применены съемные штуцеры *14*, поступает в выкидную линию. За счет снижения расхода жидкости через нефтяную линию в скважине напором ЭЦН создается избыточное давление, под действием которого газонасыщенная вода через нижний открытый конец гибкой трубы *9* поднимается на поверхность, где замеряется ее расход и отбираются пробы. В последующем эта вода, содержащая растворенный газ, может подаваться в установку водогазового воздействия.

Регулирование объемов отбора и закачки жидкости производится с помощью установки штуцеров разного диаметра на манифольде нефтяной линии.

Однако известные технологии внутрискважинной гравитационной сепарации нефти и воды не получили широкого распространения. В частности, установки по технологии, представленной в [45], были внедрены около 15 лет тому назад, несмотря на первые многообещающие результаты, всего в нескольких скважинах. Среди причин этого – недостаточная эффективность гравитационного разделения, которое происходит в течение довольно длительного времени, а также сложности в компоновке оборудования и в реализации процесса.

В известном решении [45] используется малоэффективный гравитационный принцип сепарации, который позволяет достаточно полно разделять нефть и воду только в низкодебитных скважинах. Система не позволяет существенно повысить давление нагнетания воды. Подъем малообводненной водонефтегазовой смеси на поверхность осуществляется по затрубному пространству, что приводит к серьезным осложнениям при эксплуатации вследствие выпадения в нём отложений асфальтенов, смол, парафина (АСПО), с которыми очень трудно бороться.

Более эффективной по сравнению с гравитационной может стать технология внутрискважинной центробежной сепарации нефти и воды.

Перспективный метод центробежной внутрискважинной сепарации пластовых газонасыщенных вод для использования их при ВГВ

Сепарация в поле центробежных сил в габаритах скважины позволяет обеспечить величину центростремительного ускорения, более чем в 400 раз превышающую значение ускорения свободного падения в поле земной гравитации. Центробежный принцип разделения в настоящее время широко используется в газосепараторах к УЭЦН. Предварительные расчеты, приведенные ниже, показывают принципиальную возможность реализации центробежного внутрискважинного разделения нефти и воды. Схема одного из возможных устройств для эксплуатации скважины с внутрискважинной центробежной сепарацией воды от нефти приведена на рис. 5.

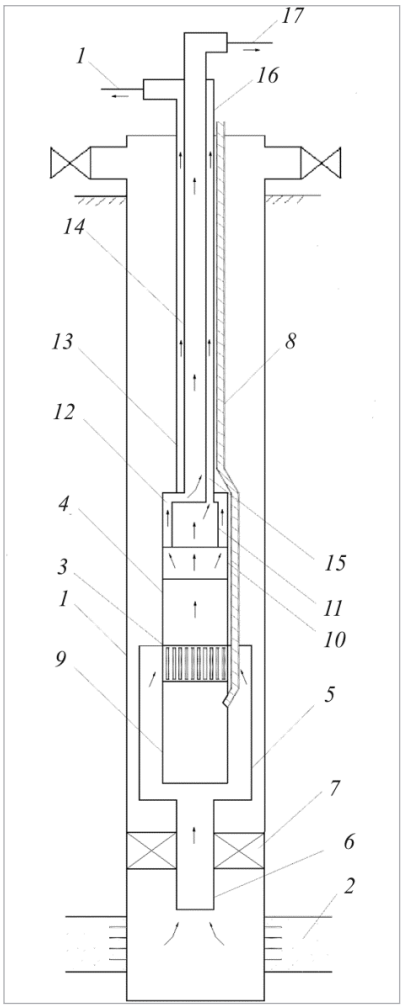


Рис. 5. Схема внутрискважинной центробежной сепарации нефти и воды:
1 – скважина, *2* – нефтяной обводненный пласт, *3* – погружная насосная установка, *4* – основная насосная секция установки, *5* – кожух, *6* – хвостовик, *7* – пакер, *8* – кабель, *9* – погружной электродвигатель с гидрозащитой, *10* – центробежный сепаратор, *11* – дополнительная насосная секция, *12* – кольцевое пространство, *13* и *14* – внешняя и внутренняя концентрические лифтовые колонны, *15* – межтрубное пространство, *16* – устьевая арматура, *17* – линия отвода малообводненной водонефтегазовой смеси в нефтесборный коллектор и далее в АГЗУ «Спутник», *18* – линия подачи газонасыщенной воды в насосно-эжекторную систему для водогазового воздействия

Работа этой установки осуществляется следующим образом.

Продукция скважины *1* из пласта *2* через хвостовик *6* и кожух *5* откачивается установкой погружного центробежного насоса *3*. Вначале сильнообводненная водонефтегазовая смесь идет в основную насосную секцию *4*, которая повышает давление смеси и направляет её в центробежный сепаратор *10*, в котором производится разделение смеси на газонасыщенную воду, направляющуюся в дополнительную насосную секцию *11*, и водонефтегазовую смесь с меньшей обводненностью, идущую по кольцевому пространству *12* в НКТ *14* на поверхность и далее в линию отвода 17 малообводненной водонефтегазовой смеси в нефтесборный коллектор и АГЗУ «Спутник». Вода с растворенным газом нагнетается дополнительной насосной секцией *11* в межтрубное пространство *15* между НКТ *13* и *14* на поверхность, и направляется по линии 18 под необходимым повышенным давлением в сопло эжектора насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на пласт.

Схема сепаратора для центробежного внутрискважинного разделения нефти и воды показана на рис. 6.

При работе центробежного сепаратора поступающая в него силнообводненная водонефтегазовая смесь закручивается рабочим колесом 2 и направляется в сепарационные барабаны 3, где разделяется в поле центробежных сил на газонасыщенную воду большей плотности, которая сепарируется к периферии и затем через узел отвода 4 идет с периферии потока на вход дополнительной насосной секции 11, и водонефтегазовую смесь с меньшей плотностью и обводненностью, которая направляется в центр потока, а затем через каналы узла отвода 4 и кольцевое пространство поступает во внутреннюю колонну НКТ.

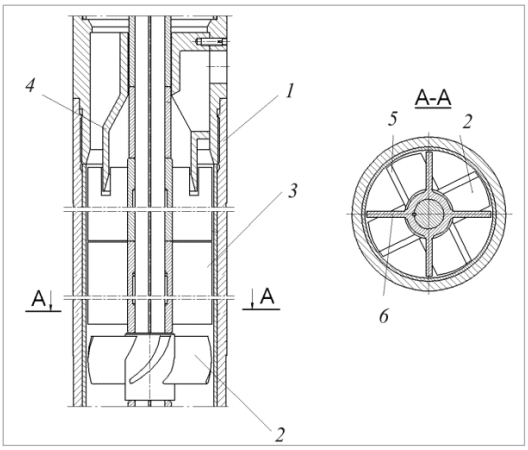


Рис. 6. Одна из возможных принципиальных схем центробежного сепаратора: *1* – корпус, *2* – лопастное рабочее колесо, *3* – сепарационные барабаны, *4* – узел отвода, *5* – выходные кромки лопастей рабочего колеса, *6* – ребра сепарационных барабанов

Соотношение расходов выходящих потоков в первом приближении можно определить согласно [46] в зависимости от отношения площадей каналов узла отвода для малобводненной водонефтегазовой смеси и газонасыщенной воды следующим образом

$$\frac{Q_{32}}{Q_{2-3}} = 1,4\left(\frac{F_{32}}{F_{2-3}}\right), \qquad (1)$$

где $Q_{тв}$ – расход газонасыщенной воды, м^3/с; $Q_{внг}$ – расход малобводненной водонефтегазовой смеси, м^3/с;

$F_{гв}$ – площадь поперечного сечения канала для отвода газонасыщенной воды, м²; $F_{внг}$ – площадь поперечного сечения канала для отвода малообводненной водонефтегазовой смеси, м².

Для расчетов длины сепарационной камеры L_c, состоящей из нескольких сепарационных барабанов, можно применить формулу, представленную в [47], преобразовав её для случая разделения нефти и воды:

$$L_c = W \cdot \frac{2 \cdot \left(\sqrt{R_{A5?}} - \sqrt{R_{2=}}\right)}{\sqrt{\frac{4d \cdot \Delta p \cdot \omega^2}{3C_x \cdot \rho}}}, \quad (2)$$

где W – осевая составляющая скорости потока в сепарационной камере, м/с; $R_{сеп}$ – наружный радиус ротора сепаратора (сепарационных барабанов), м; $R_{вн}$ – радиус втулки ротора сепаратора, м; d – эквивалентный диаметр капель нефти, м; Δρ – разность плотностей газонасыщенной воды и нефти, кг/м³; ω – угловая частота вращения ротора сепаратора, 1/с; C_x – коэффициент лобового сопротивления при сепарации капель нефти; ρ – плотность газонасыщенной воды, кг/м³.

Результаты расчетов длины сепарационной камеры L_c (м) в зависимости от размера капель нефти d (мкм) при различных расходах жидкости Q (м³/сут) для сепаратора к УЭЦН группы *5* применительно к условиям эксплуатации девонского горизонта Ромашкинского нефтяного месторождения приведены на рис. 7.

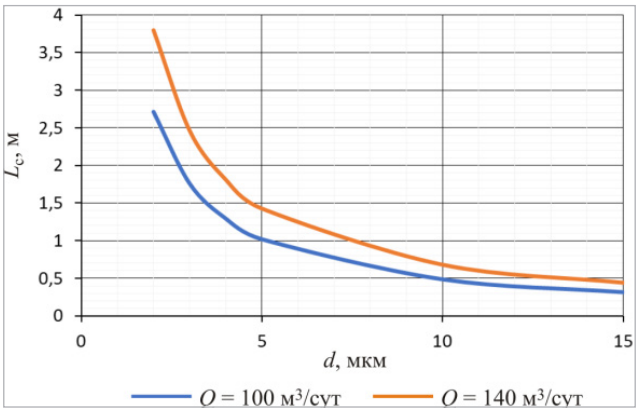


Рис. 7. Зависимости длины сепарационной камеры L_c от размера капель нефти d при различных расходах жидкости Q

Расчеты показывают, что с помощью центробежной сепарации можно обеспечить при расходах жидкости 100–140 м3/сут эффективное удаление даже мельчайших капель нефти размером 5 мкм при сравнительно небольших длинах сепарационной камеры – до 1,5 м.

Данная технология внутрискважинной центробежной сепарации имеет следующие преимущества.

1. Предложенное техническое решение позволяет путем применения центробежного принципа сепарации эффективно разделять нефть и газонасыщенную воду не только в малодебитных, но и в средне- и высокодебитных скважинах.

2. Погружная система может повысить до необходимого уровня давление нагнетания газонасыщенной воды, что дает возможность направлять ее непосредственно в насосно-эжекторную систему для ВГВ.

3. За счет применения концентрических лифтов обеспечиваются достоверные замеры на поверхности расходомерами и влагомерами расхода воды с растворенным газом, идущей на реализацию ВГВ, дебита скважины, обводненности добываемой из пласта продукции, и остаточного нефтесодержания в газонасыщенной воде, а также исключается подъем малообводненной водонефтегазовой смеси по затрубному пространству на поверхность.

4. Предотвращается выпадение АСПО, так как внутренний лифт НКТ с движущейся в нем малообводненной водонефтегазовой смесью обогревается потоком газонасыщенной воды, нагнетаемой по межтрубному пространству.

Практический опыт применения одновременно-раздельной эксплуатации для отбора пластовой газонасыщенной воды и её закачки в сопло эжектора НЭС при реализации ВГВ

Для решения поставленной задачи по возможности отбора в целях водогазового воздействия пластовой высокоминерализованной воды из добывающей скважины куста на Ромашкинском месторождении были предварительно рассмотрены различные варианты, в том числе описанные выше методы внутрискважинной сепарации. Поскольку гравитационная внутрискважинная сепарация имеет различные недостатки, а перспективный метод центробежной внутрискважинной сепарации находится в начальной стадии разработки, что вызывает необходимость проведения НИОКР для создания промышленной технологии, наиболее быстрым способом решения задачи было признано применение одновременно-раздельной эксплуатации. Благоприятным для реализации ОРЭ оказалось также то обстоятельство, что в скважине ХХ338 куста имелся не вскрытый ранее водоносный горизонт, находящийся ниже эксплуатируемого продуктивного нефтяного пласта.

В целях организации постоянной подачи солёной высокоминерализованной пластовой воды в насосно-эжекторную систему для водогазового воздействия на пласт на кусте скважин Ромашкинского месторождения в скважину ХХ338 была спущена установка одновременно-раздельной эксплуатации с ЭЦН и ШГН для водозабора погружным центробежным насосом солёной воды плотностью 1180 кг/м3 из девонских пластов Д0 + Д1Г2-3, Д0 + Д1Д, расположенных ниже существующего интервала перфорации, откуда ведётся добыча нефти установкой ШГН. Установка ОРЭ реализована в основном по схеме [48], единственное отличие заключается в использовании концентрических лифтовых колонн, а не полых штанг.

Схема насосно-эжекторной системы, установленной на кусте скважин, изображена на рис. 7. НЭС функционирует на базе имеющейся инфраструктуры обустройства месторождения, включая водоводы и устьевое оборудование эксплуатационных и нагнетательных скважин. Основные компоненты системы включают погружной центробежный электронасос (ЭЦН), размещенный в скважине ХХ338, эжектор, трубопровод для транспортировки затрубного газа из насосных скважин непосредственно в приемную камеру эжектора, а также многоступенчатый лопастной насос высокого давления. ЭЦН направляет высокоминерализованную соленую воду из скважины ХХ338 в сопло эжектора, откачивающего затрубный ПНГ. Внутри эжектора осуществляется

перемешивание потоков жидкости и газа с формированием диспергированной водогазовой смеси. Полученная смесь поступает в дожимной насос и нагнетается им в продуктивный пласт. Дополнительно предусмотрено введение в поток установкой дозирования реагентов пенообразующего поверхностно-активного вещества (нефтенол ВВД), способствующего предотвращению коалесценции газовых пузырей в минерализованной водной среде.

При применении данной технологии водогазового воздействия образования гидратов не происходит. НЭС функционирует круглосуточно, осуществляя подачу водогазовой смеси в нагнетательную скважину №ХХ961. Измерения подтвердили, что кроме увеличения давления нагнетания до уровня 14 МПа, система дополнительно подогревает транспортируемый поток до температуры порядка 30–35°С.

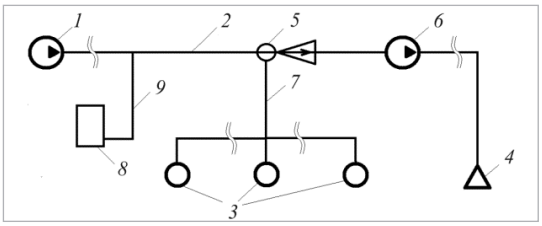


Рис. 8. Схема насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на кусте скважин: *1* – силовой насос ЭЦН в скважине ХХ338, *2* – водовод от силового насоса, *3* – добывающие насосные скважины, *4* – нагнетательная скважина, *5* – эжектор, *6* – дожимной многоступенчатый лопастной насос, *7* – линия подачи газа из затрубных пространств в приемную камеру эжектора, *8* – установка дозирования реагентов, *9* – линия подачи реагентов в водовод

После запуска системы в круглосуточную эксплуатацию вначале к приемной камере эжектора НЭС были подключены затрубные пространства двух добывающих скважин ХХ53Д и ХХ881.

Оборудованную ЭЦН скважину ХХ53Д перевели при этом за счет снижения затрубного давления с 3 до 0,6 МПа из периодического в постоянный режим работы. По замерам установкой АСМА-Т среднесуточный дебит жидкости составил 90 м^3/сут, обводненность – 58,2 %, среднесуточный дебит нефти – 32,3 т/сут. В скважине ХХ881, эксплуатируемой ранее УЭЦН в постоянном режиме с дебитом 120 м^3/сут, при снижении затрубного давления до 0,6 МПа замер установкой АСМА-Т показал, что среднесуточный дебит жидкости составил 150,8 м^3/сут, обводненность – 51,9 %, среднесуточный дебит нефти – 62,9 т/сут.

Таким образом, внедрение насосно-эжекторной системы с откачкой затрубного газа позволяет достичь не только отсроченного во времени увеличения коэффициента нефтеотдачи благодаря применению водогазового воздействия, но и обеспечивает незамедлительное повышение объемов добычи жидкости.

Кроме того, в ходе реализации водогазового метода было отмечено специфическое явление, характеризуемое нестационарной работой ЭЦН, установленного в скважине № ХХ338. Во время перекачки пластовой воды иногда происходили изменения режима функционирования оборудования вследствие оказывающего влияние на производительность насоса свободного газа, выделяющегося из растворённого состояния при падении давления ниже давления насыщения. График динамики работы УЭЦН в скважине № ХХ338 представлен на рис. 9. Он иллюстрирует изменение давления на приёме насоса $P_{пр}$ (обозначено цифрой *1*) и загрузку двигателя ПЭД (цифра *2*) относительно времени. Наблюдается чёткая взаимосвязь моментов резкого уменьшения нагрузки на двигатель ПЭД с эпизодическими скачками давления на входе насоса, обусловленными присутствием свободного газа, концентрация которого может существенно возрастать в определённые периоды времени.

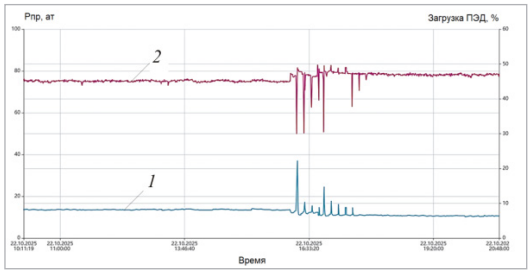


Рис. 9. Динамика эксплуатации УЭЦН в скважине ХХ338: зависимости давления на приеме насоса $P_{пр}$ (*1*) и загрузки погружного электродвигателя ПЭД (*2*) от времени

Так как содержание растворенного углеводородного газа в пластовой воде невелико, такие периодические прорывы газа могут быть связаны с нестационарным изменением относительных фазовых проницаемостей по воде и газу при фильтрации водогазовой смеси в призабойной зоне с давлениями ниже давления насыщения.

Исследования, представленные в источниках [49, 50], показывают зависимости относительной фазовой проницаемости по воде и газу от степени водонасыщенности горной породы. Наличие свободного газа способствует снижению относительной проницаемости по жидкости.

Пока уровень газонасыщенности остаётся низким, данное уменьшение незначительно, и свободный газ практически неподвижен внутри пласта. Тем не менее при дальнейшем течении жидкости и образовании свободного газа при давлении ниже значения насыщения степень газонасыщенности породы возрастает. Со временем она достигает критического уровня, при котором относительная фазовая проницаемость по газу резко повышается, тогда как по жидкости уменьшается. Вследствие этого газ активнее перемещается в породе пласта, объем выходящего свободного газа стремительно растёт, а дебит скважины по воде снижается. Именно в эти моменты проявляется воздействие свободного газа на характеристику ЭЦН. После прохождения отдельных объёмов газа в скважину, насыщенность газом снова падает, позволяя продолжить движение исключительно воды. Подобные процессы периодически повторяются, делая эксплуатацию насоса нестационарной. Однако, поскольку насос содержит большое количество ступеней, а коалесценция газовых пузырьков подавляется в соленой высокоминерализованной воде, эти кратковременные прорывы газа не приводят к прекращению подачи ЭЦН, и процесс эксплуатации скважины не прекращается.

При подключении к НЭС затрубных пространств двух скважин куста – ХХ55Д и ХХ881 давление в газовой линии постепенно было снижено до 0,34–0,38 МПа. После этого к газовой линии стали подключать другие скважины куста (сначала по одной, потом по две-три

одновременно). Динамика изменения давления $P_г$ в ней в течении времени после подключений различных скважин показана на рис. 10.

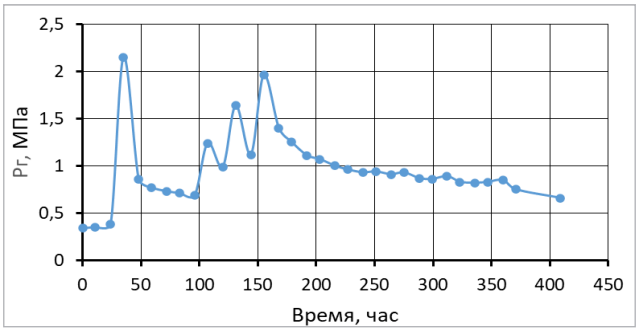


Рис. 10. Динамика давления в газовой линии $P_г$ после подключения затрубных пространств различных скважин куста

Первый максимум на этой зависимости связан с подключением скважины ХХ337 и соответствующим ростом давления и расхода газа из-за этого, последующие – с подключением скважин ХХ336, ХХ960, ХХ889, ХХ338, ХХ885, ХХ962, ХХ959, ХХ966, оборудованных установками ЭЦН и ШГН. Насосно-эжекторная система в этих нестационарных условиях работала устойчиво, что свидетельствует об эффективном подавлении коалесценции газовых пузырьков в соленой высокоминерализованной вводе с добавкой пенообразующих ПАВ, способствующем успешной эксплуатации эжектора и дожимного многоступенчатого центробежного насоса.

В настоящее время к насосно-эжекторной системе подключены затрубные пространства 11 насосных скважин куста. Система работает в круглосуточном режиме, давление в газовой линии из затрубных пространств постепенно снижалось, и его текущее значение составляет около 0,66 МПа. Выпадения гидратов не наблюдается, эта проблема решена. В отличие от применяемой ранее пресной воды, удалось перейти на использование соленой высокоминерализованной пластовой воды, содержащей растворенный углеводородный газ, это обеспечило сразу несколько ключевых преимуществ технологии – от эффективного подавления коалесценции газовых пузырьков и предотвращения выпадения гидратов до увеличения добычи жидкости. В дальнейшем при работе НЭС на промысле будет отслеживаться также отложенный во времени эффект повышения нефтеотдачи за счет водогазового воздействия на пласт.

Заключение

1. При насосной эксплуатации скважин происходит гравитационная внутрискважинная сепарация нефти и воды на приеме насосов. Она может быть осложняющим фактором при насосной добыче, но есть технические решения, обеспечивающие процесс разделения нефти и воды при устранении опасности возникновения этого осложнения. Эффект внутрискважинной сепарации можно использовать для отделения и последующего отбора газонасыщенной воды в целях водогазового воздействия.

2. Известные технологии внутрискважинной гравитационной сепарации нефти и воды не получили широкого распространения. Среди причин этого – недостаточная эффективность гравитационного разделения, а также сложности в компоновке оборудования и в реализации процесса.

3. Более эффективной по сравнению с гравитационной может стать технология внутрискважинной центробежной сепарации нефти и воды.

4. Внедрение установки одновременно-раздельной эксплуатации с ЭЦН и ШГН в одной из скважин куста позволило организовать постоянную подачу солёной высокоминерализованной пластовой воды в насосно-эжекторную систему для водогазового воздействия на пласт. Выпадения гидратов при такой технологии реализации ВГВ нет, НЭС устойчиво работает при закачке водогазовой смеси в нагнетательную скважину в круглосуточном режиме эксплуатации. Достигнут прирост добычи жидкости из добывающих насосных скважин за счет снижения давления в затрубном пространстве.

5. В процессе проведения ВГВ выявлена нестационарность процесса эксплуатации силового ЭЦН при откачке пластовой воды с газом, связанная с периодическими прорывами свободного газа. Поскольку насос содержит большое количество ступеней, эти кратковременные прорывы газа не приводят к прекращению эксплуатации скважины.

6. Устойчивая работа насосно-эжекторной системы свидетельствует об эффективном подавлении коалесценции газовых пузырьков в соленой высокоминерализованной вводе, способствующем успешной эксплуатации эжектора и дожимного многоступенчатого центробежного насоса при откачке водогазовой смеси.

7. Еще одно преимущество реализуемой технологии ВГВ заключается в том, что вместе с водой и затрубным ПНГ в нагнетательную скважину закачивается также и углеводородный газ, находящийся в пластовой высокоминерализованной воде.

Список литературы

1. Системный подход к ранжированию потенциальных объектов для применения газовых методов увеличения нефтеотдачи // Д.Г. Афонин, С.А. Левагин, Н.А. Морозовский, А.А. Ручкин, К.В. Торопов, К.М. Федоров // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 10. – С. 69–75. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-10-69-75
2. SWAG Injectivity Behavior Based on Siri Field Data / L.I. Berge, J.A. Stensen, B. Crapez [et al.] // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13–17 April 2002. DOI: 10.2118/75126-MS
3. Novel Approach for Evaluation of Simultaneous Water and Gas Injection Pilot Project in a Western Offshore Field, India / G. Agrawal, V. Verma, S. Gupta, R. Singh, A. Pandey, A. Kumar, H.K. Chadha, A.K. Agarwal, S. Chaudhary, R. Saxena // SPE Oil & Gas India Conference and Exhibition. 24–26 November 2015, Mumbai, India. Society of Petroleum Engineers. – 2015. SPE-178122-MS. DOI:10.2118/178122-MS
4. Experimental Research of Simultaneous Water and Gas Injection Technology into Injection Wells using Mixing Devices / E. Sergeev, P. Vinogradov, U. Abutalipov [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 May, 2017, Moscow, Russia. – 2017. – SPE-187734-MS. DOI: 10.2118/187734-MS
5. Петраков, А.М. Системно-методические аспекты физического моделирования газового и водогазового воздействия на нефтяной пласт / А.М. Петраков, Ю.А. Егоров, Т.Л. Ненартович // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 9. – С. 68–74. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-9-68-72
6. Учет неоднородности продуктивных отложений при построении геологических моделей с целью повышения эффективности водогазового воздействия / П.Н. Страхов, А.А. Белова, А.А. Маркелова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 2. – С. 46–49. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-2-46-49
7. Experimental Research of Simultaneous Water and Gas Injection Technology into Injection Wells using Mixing Devices / E. Sergeev, P. Vinogradov, U. Abutalipov [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 May, 2017, Moscow, Russia. – 2017. – SPE-187734-MS. DOI: 10.2118/187734-MS
8. Oil recovery by in-situ gas generation: Volume and pressure measurements / S.I. Bakhtiyarov, G.M. Panakhov, A.Kh. Shakhverdiyev, E.M. Abbasov // Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. – 2006. – 1 SYPMOSIA. – P. 1487–1492. DOI: 10.1115/FEDSM2006-98359
9. Эффективность применения водогазовых смесей для повышения нефтеотдачи и перераспределения фильтрационных потоков / Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких, А.П. Кишмирян, М.А. Потаскуев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 42–52. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.5
10. Дроздов, А.Н. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин / А.Н. Дроздов, Е.И. Горелкина // Записки Горного института. – 2022. – Т. 254. – С. 191–201. DOI: 10.31897/PMI.2022.34

11. Study of Suppression of Gas Bubbles Coalescence in the Liquid for Use in Technologies of Oil Production and Associated Gas Utilization / A.N. Drozdov, N.A. Drozdov, N.F. Bunkin, V.A. Kozlov // SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017. 16–18 October 2017, Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers. – 2017. SPE-187741-MS. DOI: 10.2118/187741-MS
12. Ирани, М.М. Изучение современных вариантов использования комбинаций газового и традиционного заводнения (водогазовое воздействие и его альтернатива) / М.М. Ирани, В.П.Телков // SOCAR Proceedings Special. – 2021. – No. 2. – P. 248–256. DOI: 10.5510/OGP2021SI200606
13. Karpov, V.B. Gas Utilizing Methods – A New Technology of Oil Recovery Factor Improvement / V.B. Karpov, V.I. Kokorev // SPE 117373. SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 28–30 October 2008. DOI: 10.2118/117373-MS
14. Подготовка к внедрению водогазового воздействия на опытном участке ПАО «ТАТНЕФТЬ» / Н.А. Князева, А.Н. Береговой, М.Р. Хисаметдинов, В.Н. Калинников, А.Н. Дроздов, Е.И. Горелкина // SOCAR Proceedings Special. – 2022. – № S2. – P. 19–27. DOI: 10.5510/OGP2022SI200737
15. Леушин, Н.В. Определение оптимального соотношения закачки флюидов при водогазовом воздействии / Н.В. Леушин, А.П. Шевелев, А.Я. Гильманов // Недропользование. – 2025. – Т. 25, № 1. – С. 47–51. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.1.6
16. Перспективы применения водогазового воздействия с использованием CO2 на карбонатном коллекторе нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири / О.В. Савенок, Я.М. Курбанов, А.Е. Верисокин [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 11(371). – С. 34–41. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-11(371)-34-41
17. Andreeva, A. Monte Carlo Simulation of the CO2 Flooding Efficiency at a Core Scale for Different Oil Compositions / A. Andreeva, A. Afanasyev // Energies. – 2024. – Vol. 17(10). – P. 2259. DOI: 10.3390/en17102259
18. Лабораторные исследования применения попутного нефтяного газа с высоким содержанием CO2 для закачки на Толумском месторождении / Р.Р. Мардамшин, А.В. Стенькин, С.А. Калинин, О.А. Морозюк, С.А. Калинин, А.С. Скворцов, Г.А. Усачев, Д.А. Метт // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 4. – С. 163–170. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.3
19. Compositional modeling with formation damage to investigate the effects of CO2–CH4 water alternating gas (WAG) on performance of coupled enhanced oil recovery and geological carbon storage / J. Cho, B. Min, S. Kwon, G. Park, K.S. Lee // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – No. 205. – P. 108795. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108795
20. Горбылева, Я.А. Применение технологии водогазового воздействия для утилизации выхлопных газов и снижения выбросов CO2 / Я.А. Горбылева, Х. Тчаро // SOCAR Proceedings. – 2022. – № S2. – С. 28–36.
21. Обзор современных тенденций снижения парниковых газов и возможных стратегий их применения в нефтегазовой отрасли / П.Л. Павлова, К.А. Башмур, П.М. Кондрашов, В.В. Бухтояров, О.А. Коленчуков, Р.Б. Сергиенко, А.А. Латынцев // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 147–159. DOI: 10.5510/OGP20230200857
22. Горбылева, Я.А. О технологиях закачки выхлопных (дымовых) газов для извлечения нефти / Я.А. Горбылева // Вестник Евразийской науки. – 2021. – Т. 13, № 4. – С. 1–11.
23. Опыт исследования и применения закачки дымовых газов для повышения нефтеотдачи / Ч.А. Гарифуллина, Т.Ф. Халиуллин, И.М. Индрупский [и др.] // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 3. – С. 149–163. DOI: 10.18599/grs.2022.3.13
24. Валеев, А.С. Оценка эффективности водогазового воздействия при использовании газа различного состава / А.С. Валеев, Ю.А. Котенёв, А.П. Шевелёв, И.О. Дмитриев, Ш.Х. Султанов, М.А. Токарев // Socar Proceedings – № 2. – 2018. – С. 58–64. DOI: 10.5510/OGP20180200351
25. Drozdov, A.N. Laboratory Researches of the Heavy Oil Displacement from the Russkoye Field's Core Models at the SWAG Injection and Development of Technological Schemes of Pump-Ejecting Systems for the Water-Gas Mixtures Delivering / A.N. Drozdov, N.A. Drozdov // Paper presented at the SPE Heavy Oil Conference Canada. – Calgary, Alberta, Canada, June 2012. SPE-157819-MS DOI: 10.2118/157819-MS
26. Peeran, S. Innovative, Cost Effective and Simpler Technology to Recover Flare Gas / S. Peeran, N. Beg // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. 8–11 March 2015, Manama, Bahrain. Society of Petroleum Engineers. – 2015. SPE-172745-MS. DOI:10.2118/172745-MS
27. Ainge, P. Ejector Technology for Flare Gas Recovery as an Alternative to Rotating Equipment / P. Ainge // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. 11–14 November 2019, Abu Dhabi, UAE. Society of Petroleum Engineers. – 2019. SPE-197909-MS. DOI:10.2118/197909-MS
28. Liquid–Gas Jet Pump: A Review / H. Zhang, D. Zou, X. Yang [et al.] // Energies. – 2022. – Vol. 15. – P. 6978. DOI: 10.3390/en15196978
29. Дроздов, А.Н. О возможности применения водогазового воздействия с использованием дымовых и факельных газов для повышения нефтеотдачи на Речицком месторождении / А.Н. Дроздов, Е.И. Горелкина // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 11. – С. 102–107. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-11-102-107
30. Технология проведения водогазового воздействия с помощью насосно-эжекторной системы при использовании затрубного газа механизированных скважин / А.Н. Дроздов, К.И. Чернышов, А.М. Галимов, Е.И. Горелкина // Нефтяное хозяйство. – 2026. – № 1. – С. 60–63. DOI: 10.24887/0028-2448-2026-1-60-63
31. Drozdov, A.N. Stand investigations of ESP's and gas separator's characteristics on gas-liquid mixtures with different values of free-gas volume, intake pressure, foaminess and viscosity of liquid / A.N. Drozdov // Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2010. – Vol. 3. – P. 1816–1827. DOI: 10.2118/134198-MS
32. Investigation of SWAG Injection and Prospects of Its Implementation with the Usage of Pump-Ejecting Systems at Existing Oil-Field Infrastructure / A.N. Drozdov, N.A. Drozdov, E.A. Malyavko [et al.] // SPE 160687, Proceedings – SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2012 held in Moscow, Russia, 16–18 October 2012. DOI: 10.2118/160687-MS
33. Drozdov A.N. Prospects of Development of Jet Pump's Well Operation Technology in Russia / A.N. Drozdov, N.A. Drozdov // SPE Russian Petroleum Technology Conference 2015. 26–28 October 2015, Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers. – 2015. SPE-176676-MS. DOI: 10.2118/176676-MS
34. Дроздов, А.Н. Параметры эксплуатации насосно-эжекторной системы при водогазовом воздействии на Самодуровском месторождении / А.Н. Дроздов, Е.И. Горелкина // SOCAR Proceedings. – 2022. – No. S2. – P. 9–18. DOI: 10.5510/OGP2022SI200734
35. Использование насосно-эжекторной системы для закачки в пласт водогазовых смесей с пресной и высокоминерализованной пластовой водой / А.Н. Дроздов, К.И. Чернышов, В.Н. Калинников, А.Р. Закиев, А.М. Галимов, Е.И. Горелкина // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 2. – С. 54–57. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-2-54-57
36. Анализ динамики давления и температуры на забое нагнетательной скважины при закачке воды и водогазовой смеси / В.Н. Калинников, А.Н. Дроздов, К.И. Чернышов, А.М. Галимов, Е.И. Горелкина // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 10. – С. 60–64. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-10-60-64
37. Craig, V.S.J. Effect of electrolytes on bubble coalescence / V.S.J. Craig, B.W. Ninham, R.M. Pashiey // Letters to Nature. – 1993. – Vol. 364. – P. 317–319. DOI: 10.1038/364317a0
38. Craig, V.S.J. Bubble coalescence and specific-ion effects / V.S.J. Craig // Current Opinion in Colloid & Interface Science. – 2004. – Vol. 9, № 1. – P. 178–184. DOI: 10.1016/j.cocis.2004.06.002
39. Firouzi, M. A quantitative review of the transition salt concentration for inhibiting bubble coalescence / M. Firouzi, T. Howes, A.V. Nguyen // Advances in Colloid and Interface Science. – 2015. – Vol. 222. – P. 305–318. DOI: 10.1016/j.cis.2014.07.005
40. 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 / N.F. Bunkin, A.N. Drozdov, N.A. Drozdov [et al.] // Physics of Wave Phenomena. Allerton Press, Inc. – 2017. – Vol. 25, № 3. – P. 219–224. DOI: 10.3103/S1541308X17030098
41. Хаминов, Н.И. Интенсификация выработки и повышение нефтеотдачи глинистых коллекторов (на примере продуктивных отложений Ромашкинского месторождения): дис. … канд. техн. наук / Н.И. Хаминов. – Азнакаево, 2000. – 125 с.
42. Дроздов, А.Н. Исследование характеристик эжектора для совершенствования технологии откачки газа из затрубного пространства при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами / А.Н. Дроздов, Н.А. Дроздов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С. 54–57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-2-54-57
43. Макеев, А.А. Оптимизация эксплуатации скважин в условиях повышенного солеобразования (на примере пласта триас месторождений Западной Сибири): дис. ... канд. техн. наук / А.А. Макеев. – Тюмень, 2022. – 132 с.
44. Пат. 2531228. Российская Федерация. Установка для эксплуатации скважины / Рахманов А.Р., Ожерегов Е.В., Ахмадиев Р.Н., Ганиев Б.Г., Даутов Д.Н., Джафаров М.А.
45. Новые технологии по повышению рентабельности высокообводненных скважин, оборудованных УЭЦН / К.В. Валовский, Г.Ю. Басос, В.М. Валовский, А.Р. Рахманов, Р.Н. Ахмадиев // Георесурсы. – 2012. – № 3 (45). – С. 70–74.
46. Исследование особенностей процесса разделения водонефтяных эмульсий в центробежном сепараторе с крыльчаткой / А.С. Тимербаев, А.Н. Лищук, Л.В. Таранова, Е.В. Голубев, О.Ю. Митрошин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 138–141.
47. Маркелов, Д.В. Центробежная сепарация газа и твердых частиц в приемных устройствах погружных насосных установок для добычи нефти: дис. ... канд. техн. наук / Д.В. Маркелов. – М., 2007. – 118 с.
48. Пат. 2339798. Российская Федерация. Насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине (варианты) / Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Валовский В.М., Ахметвалиев Р.Н., Кадыров А.Х., Рахманов И.Н., Глуходед А.В.
49. Ложкин, М.Г. Метод определения относительных фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при последовательной псевдостационарной фильтрации / М.Г. Ложкин // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 7. – С. 51–53.
50. Experimental study on the permeability jail range of tight gas reservoirs through the gas–water relative permeability curve / W. Gong, L. You, J. Xu, Y. Kang, Y. Zhou // Front. Phys. – 2022. – Vol. 10. – P. 923762. DOI: 10.3389/fphy.2022.923762

References

1. Afonin D.G., Levagin S.A., Morozovskii N.A., Ruchkin A.A., Toropov K.V., Fedorov K.M. Sistemnyi podkhod k ranzhirovaniiu potentsial'nykh ob"ektov dlia primeneniia gazovykh metodov uvelicheniia nefteotdachi [System approach to ranking potential objects for applying gas methods of enhanced oil recovery]. Neftianoe khoziaistvo, 2021, no. 10, pp. 69-75. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-10-69-75
2. Berge L.I., Stensen J.A., Crapez B. et al. SWAG Injectivity Behavior Based on Siri Field Data. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13-17 April 2002. DOI: 10.2118/75126-MS
3. Agrawal G., Verma V., Gupta S., Singh R., Pandey A., Kumar A., Chadha H.K., Agarwal A.K., Chaudhary S., Saxena R. Novel Approach for Evaluation of Simultaneous Water and Gas Injection Pilot Project in a Western Offshore Field, India. SPE Oil & Gas India Conference and Exhibition. 24-26 November 2015, Mumbai, India. Society of Petroleum Engineers, 2015, SPE-178122-MS. DOI: 10.2118/178122-MS
4. Sergeev E., Vinogradov P., Abutalipov U. et al. Experimental Research of Simultaneous Water and Gas Injection Technology into Injection Wells using Mixing Devices. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 May, 2017, Moscow, Russia, 2017, SPE-187734-MS. DOI: 10.2118/187734-MS
5. Petrakov A.M., Egorov Iu.A., Nenartovich T.L. Sistemno-metodicheskie aspekty fizicheskogo modelirovaniia gazovogo i vodogazovogo vozdeistviia na neftianoi plast [System and methodical aspects of physical modelling of gas and water-gas stimulation on oil reservoir]. Neftianoe khoziaistvo, 2018, no. 9, pp. 68-74. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-9-68-72
6. Strakhov P.N., Belova A.A., Markelova A.A. et al. Uchet neodnorodnosti produktivnykh otlozhenii pri postroenii geologicheskikh modelei s tsel'iu povysheniia effektivnosti vodogazovogo vozdeistviia [Accounting for productive deposits heterogeneity in geological modeliling in order to improve an efficiency of water-alternated-gas injection]. Neftianoe khoziaistvo, 2021, no. 2, pp. 46-49. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-2-46-49
7. Sergeev E., Vinogradov P., Abutalipov U. et al. Experimental Research of Simultaneous Water and Gas Injection Technology into Injection Wells using Mixing Devices. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 May, 2017, Moscow, Russia, 2017, SPE-187734-MS. DOI: 10.2118/187734-MS
8. Bakhtiyarov S.I., Panakhov G.M., Shakhverdiyev A.Kh., Abbasov E.M. Oil recovery by in-situ gas generation: Volume and pressure measurements. Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006, 2006, 1 SYPMOSIA, pp. 1487-1492. DOI: 10.1115/FEDSM2006-98359

9. Khizhniak G.P., Amirov A.M., Gladkikh E.A., Kishmirian A.P., Potaskuev M.A. Effektivnost' primeneniia vodogazovykh smesei dlia povysheniia nefteotdachi i pereraspredeleniia fil'tratsionnykh potokov [Efficiency of application of water-gas mixtures used to increase oil recovery and rearrange fluid flow]. Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo, 2016, vol. 15, no. 18, pp. 42-52. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.5
10. Drozdov A.N., Gorelkina E.I. Razrabotka nasosno-ezhektornoi sistemy dlia realizatsii vodogazovogo vozdeistviia na plast s ispol'zovaniem poputnogo neftianogo gaza iz zatrubnykh prostranstv dobyvaiushchikh skvazhin [Development of a pump-ejector system for swag injection into reservoir using associated petroleum gas from the annulus space of production wells]. Zapiski Gornogo instituta, 2022, vol. 254, pp. 191-201. DOI: 10.31897/PMI.2022.34
11. 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 Russian Petroleum Technology Conference 2017. 16-18 October 2017, Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers, 2017, SPE-187741-MS. DOI: 10.2118/187741-MS
12. Irani M.M., Telkov V.P. Izuchenie sovremennykh variantov ispol'zovaniia kombinatsii gazovogo i traditsionnogo zavodneniia (vodogazovoe vozdeistvie i ego al'ternativa) [Study of modern options for using combinations of gasflooding and traditional waterflooding (water-gas influence and its alternative)]. SOCAR Proceedings Special, 2021, no. 2, pp. 248-256. DOI: 10.5510/OGP2021SI200606
13. Karpov V.B., Kokorev V.I. Gas Utilizing Methods - A New Technology of Oil Recovery Factor Improvement. SPE 117373. SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 28-30 October 2008. DOI: 10.2118/117373-MS
14. Kniazeva N.A., Beregovoi A.N., Khisametdinov M.R., Kalinnikov V.N., Drozdov A.N., Gorelkina E.I. Podgotovka k vnedreniiu vodogazovogo vozdeistviia na opytnom uchastke PAO "TATNEFT"" [Preparation for the introduction of SWAG at the fields of PJSC «Tatneft»]. SOCAR Proceedings Special, 2022, no. S2, pp. 19-27. DOI: 10.5510/OGP2022SI200737
15. Leushin N.V., Shevelev A.P., Gil'manov A.Ia. Opredelenie optimal'nogo sootnosheniia zakachki fliuidov pri vodogazovom vozdeistvii [Determination of the Optimal Injection Ratio of Fluids in Water-Gas Influence]. Nedropol'zovanie, 2025, vol. 25, no. 1, pp. 47-51. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.1.6
16. Savenok O.V., Kurbanov Ia.M., Verisokin A.E. et al. Perspektivy primeneniia vodogazovogo vozdeistviia s ispol'zovaniem CO2 na karbonatnom kollektore neftegazokondensatnogo mestorozhdeniia Vostochnoi Sibiri [Prospects for application of water and gas influence using CO_2 on a carbonate reservoir of oil and gas condensate field in the Eastern Siberia]. Stroitel'stvo neftianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more, 2023, no. 11 (371), pp. 34-41. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-11(371)-34-41
17. Andreeva A., Afanasyev A. Monte Carlo Simulation of the CO2 Flooding Efficiency at a Core Scale for Different Oil Compositions. Energies, 2024, vol. 17 (10), 2259 p. DOI: 10.3390/en17102259
18. Mardamshin R.R., Sten'kin A.V., Kalinin S.A., Moroziuk O.A., Kalinin S.A., Skvortsov A.S., Usachev G.A., Mett D.A. Laboratornye issledovaniia primeneniia poputnogo neftianogo gaza s vysokim soderzhaniem CO2 dlia zakachki na Tolumskom mestorozhdenii [Laboratory Investigations of Using High CO2 Associated Petroleum Gas for Injection at the Tolum Field]. Nedropol'zovanie, 2021, vol. 21, no. 4, pp. 163-170. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.3
19. Cho J., Min B., Kwon S., Park G., Lee K.S. Compositional modeling with formation damage to investigate the effects of CO2-CH4 water alternating gas (WAG) on performance of coupled enhanced oil recovery and geological carbon storage. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, no. 205, 108795 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108795
20. Gorbyleva Ia.A., Tcharo Kh. Primenenie tekhnologii vodogazovogo vozdeistviia dlia utilizatsii vykhlopnykh gazov i snizheniia vybrosov CO2 [Application of simultaneous water and gas injection technology for exhaust gas utilization and reduction of CO2 emissions]. SOCAR Proceedings, 2022, no. S2, pp. 28-36.
21. Pavlova P.L., Bashmur K.A., Kondrashov P.M., Bukhtoiarov V.V., Kolenchukov O.A., Sergienko R.B., Latyntsev A.A. Obzor sovremennykh tendentsii snizheniia parnikovykh gazov i vozmozhnykh strategii ikh primeneniia v neftegazovoi otrasli [An overview of current trends in greenhouse gas reduction and possible strategies for their application in the oil and gas industry]. SOCAR Proceedings, 2023, no. 2, pp. 147-159. DOI: 10.5510/OGP20230200857
22. Gorbyleva Ia.A. O tekhnologiiakh zakachki vykhlopnykh (dymovykh) gazov dlia izvlecheniia nefti [On exhaust gas (flue gas) injection technologies for oil recovery]. Vestnik Evraziiskoi nauki, 2021, vol. 13, no. 4, pp. 1-11.
23. Garifullina Ch.A., Khaliullin T.F., Indrupskii I.M. et al. Opyt issledovaniia i primeneniia zakachki dymovykh gazov dlia povysheniia nefteotdachi [Experience in research and injection of flue gases into oil fields to increase oil recovery]. Georesursy, 2022, vol. 24, no. 3, pp. 149-163. DOI: 10.18599/grs.2022.3.13
24. Valeev A.S., Kotenev Iu.A., Shevelev A.P., Dmitriev I.O., Sultanov Sh.Kh., Tokarev M.A. Otsenka effektivnosti vodogazovogo vozdeistviia pri ispol'zovanii gaza razlichnogo sostava [Evaluation of water-gas impact efficiency at the use of various composition gas]. Socar Proceedings, 2018, no. 2, pp. 58-64. DOI: 10.5510/OGP20180200351
25. Drozdov A.N., Drozdov N.A. Laboratory Researches of the Heavy Oil Displacement from the Russkoye Field's Core Models at the SWAG Injection and Development of Technological Schemes of Pump-Ejecting Systems for the Water-Gas Mixtures Delivering. Paper presented at the SPE Heavy Oil Conference Canada. Calgary, Alberta, Canada, June 2012, SPE-157819-MS. DOI: 10.2118/157819-MS
26. Peeran S., Beg N. Innovative, Cost Effective and Simpler Technology to Recover Flare Gas. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 8-11 March 2015, Manama, Bahrain. Society of Petroleum Engineers, 2015, SPE-172745-MS. DOI: 10.2118/172745-MS
27. Ainge P. Ejector Technology for Flare Gas Recovery as an Alternative to Rotating Equipment. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 11-14 November 2019, Abu Dhabi, UAE. Society of Petroleum Engineers, 2019, SPE-197909-MS. DOI: 10.2118/197909-MS
28. Zhang H., Zou D., Yang X. et al. Liquid-Gas Jet Pump: A Review. Energies, 2022, vol. 15, 6978 p. DOI: 10.3390/en15196978
29. Drozdov A.N., Gorelkina E.I. O vozmozhnosti primeneniia vodogazovogo vozdeistviia s ispol'zovaniem dymovykh i fakel'nykh gazov dlia povysheniia nefteotdachi na Rechitskom mestorozhdenii [On the possibility of introducing SWAG injection to enhance oil recovery at the Rechitsa field using flue and flare gases]. Neftianoe khoziaistvo, 2025, no. 11, pp. 102-107. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-11-102-107
30. Drozdov A.N., Chernyshov K.I., Galimov A.M., Gorelkina E.I. Tekhnologiia provedeniia vodogazovogo vozdeistviia s pomoshch'iu nasosno-ezhektornoi sistemy pri ispol'zovanii zatrubnogo gaza mekhanizirovannykh skvazhin [Technology for implementing of SWAG injection using a pump-ejector system with the application of annular gas from pumping wells]. Neftianoe khoziaistvo, 2026, no. 1, pp. 60-63. DOI: 10.24887/0028-2448-2026-1-60-63
31. Drozdov A.N. Stand investigations of ESP's and gas separator's characteristics on gas-liquid mixtures with different values of free-gas volume, intake pressure, foaminess and viscosity of liquid. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2010, vol. 3, pp. 1816-1827. DOI: 10.2118/134198-MS
32. Drozdov A.N., Drozdov N.A., Malyavko E.A. et al. Investigation of SWAG Injection and Prospects of Its Implementation with the Usage of Pump-Ejecting Systems at Existing Oil-Field Infrastructure. SPE 160687, Proceedings - SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2012 held in Moscow, Russia, 16-18 October 2012. DOI: 10.2118/160687-MS
33. Drozdov A.N., Drozdov N.A. Prospects of Development of Jet Pump's Well Operation Technology in Russia. SPE Russian Petroleum Technology Conference 2015. 26-28 October 2015, Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers, 2015, SPE-176676-MS. DOI: 10.2118/176676-MS
34. Drozdov A.N., Gorelkina E.I. Parametry ekspluatatsii nasosno-ezhektornoi sistemy pri vodogazovom vozdeistvii na Samodurovskom mestorozhdenii [Operating parameters of the pump-ejector system under SWAG injection at the Samodurovskoye field]. SOCAR Proceedings, 2022, no. S2, pp. 9-18. DOI: 10.5510/OGP2022SI200734
35. Drozdov A.N., Chernyshov K.I., Kalinnikov V.N., Zakiev A.R., Galimov A.M., Gorelkina E.I. Ispol'zovanie nasosno-ezhektornoi sistemy dlia zakachki v plast vodogazovykh smesei s presnoi i vysokomineralizovannoi plastovoi vodoi [Water-gas mixtures injection into a reservoir by pump-ejector system using fresh and highly mineralized formation water]. Neftianoe khoziaistvo, 2025, no. 2, pp. 54-57. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-2-54-57
36. Kalinnikov V.N., Drozdov A.N., Chernyshov K.I., Galimov A.M., Gorelkina E.I. Analiz dinamiki davleniia i temperatury na zaboe nagnetatel'noi skvazhiny pri zakachke vody i vodogazovoi smesi [Analysis of the dynamics of pressure and temperature at the bottom of an injection well during injection of water and water-gas mixture]. Neftianoe khoziaistvo, 2025, no. 10, pp. 60-64. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-10-60-64
37. Craig V.S.J., Ninham B.W., Pashiey R.M. Effect of electrolytes on bubble coalescence. Letters to Nature, 1993, vol. 364, pp. 317-319. DOI: 10.1038/364317a0
38. Craig V.S.J. Bubble coalescence and specific-ion effects. Current Opinion in Colloid & Interface Science, 2004, vol. 9, no. 1, pp. 178-184. DOI: 10.1016/j.cocis.2004.06.002
39. Firouzi M., Howes T., Nguyen A.V. A quantitative review of the transition salt concentration for inhibiting bubble coalescence. Advances in Colloid and Interface Science, 2015, vol. 222, pp. 305-318. DOI: 10.1016/j.cis.2014.07.005
40. Bunkin N.F., Drozdov A.N., Drozdov N.A. et al. 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. Allerton Press, Inc., 2017, vol. 25, no. 3, pp. 219-224. DOI: 10.3103/S1541308X17030098
41. Khaminov N.I. Intensifikatsiia vyrabotki i povyshenie nefteotdachi glinistykh kollektorov (na primere produktivnykh otlozhenii Romashkinskogo mestorozhdeniia) [Intensification of production and increase in oil recovery from clay reservoirs (using the example of productive deposits of the Romashkinskoye field)]. Ph D. thesis. Aznakaevo, 2000, 125 p.
42. Drozdov A.N., Drozdov N.A. Issledovanie kharakteristik ezhektora dlia sovershenstvovaniia tekhnologii otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva pri ekspluatatsii skvazhin elektrotsentrobezhnymi nasosami [Investigation of the ejector characteristics to improve the technology of pumping gas from the annular space during well operation by electrical submersible pump unit]. Neftianoe khoziaistvo, 2020, no. 2, pp. 54-57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-2-54-57
43. Makeev A.A. Optimizatsiia ekspluatatsii skvazhin v usloviiakh povyshennogo soleobrazovaniia (na primere plasta trias mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri) [Optimization of well operation in conditions of increased salt formation (using the Triassic formation of Western Siberian fields as an example)]. Ph D. thesis. Tiumen', 2022, 132 p.
44. Rakhmanov A.R., Ozheregov E.V., Akhmadiev R.N., Ganiev B.G., Dautov D.N., Dzhafarov M.A. Ustanovka dlia ekspluatatsii skvazhiny [Well operation rig]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2531228 (2014).
45. Valovskii K.V., Basos G.Iu., Valovskii V.M., Rakhmanov A.R., Akhmadiev R.N. Novye tekhnologii po povysheniiu rentabel'nosti vysokoobvodnennykh skvazhin, oborudovannykh UETsN [New technologies for rise in profitability of the highly flooded wells equipped with ESP]. Georesursy, 2012, no. 3 (45), pp. 70-74.
46. Timerbaev A.S., Lishchuk A.N., Taranova L.V., Golubev E.V., Mitroshin O.Iu. Issledovanie osobennostei protsessa razdeleniia vodoneftianykh emul'sii v tsentrobezhnom separatore s kryl'chatkoi [Research in specifics of separation of oil-in-water emulsions inside of a centrifugal separator with impeller]. Neftianoe khoziaistvo, 2014, no. 12, pp. 138–141.
47. Markelov D.V. Tsentrobezhnaia separatsiia gaza i tverdykh chastits v priemnykh ustroistvakh pogruzhnykh nasosnykh ustanovok dlia dobychi nefti [Centrifugal separation of gas and solid particles in the receiving devices of submersible pumping units for oil production]. Ph D. thesis. Moscow, 2007, 118 p.
48. Garifov K.M., Ibragimov N.G., Fadeev V.G., Zabbarov R.G., Valovskii V.M., Akhmetvaliev R.N., Kadyrov A.Kh., Rakhmanov I.N., Glukhoded A.V. Nasosnaia ustanovka dlia odnovremenno-razdel'noi ekspluatatsii dvukh plastov v skvazhine (varianty) [Pumping unit for simultaneous and separate operation of two layers in a well (options)]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2339798 (2008).
49. Lozhkin M.G. Metod opredeleniia otnositel'nykh fazovykh pronitsaemostei v laboratornykh usloviiakh pri posledovatel'noi psevdostatsionarnoi fil'tratsii [The method of relative phase permeability determination in the laboratory conditions at the sequential pseudo-steady filtration]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2015, no. 7, pp. 51-53.
50. Gong W., You L., Xu J., Kang Y., Zhou Y. Experimental study on the permeability jail range of tight gas reservoirs through the gas-water relative permeability curve. Front. Phys., 2022, vol. 10, 923762 p. DOI: 10.3389/fphy.2022.923762

Финансирование. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-29-00882 «Проведение фундаментальных научных исследований и поисковых научных исследований малыми отдельными научными группами».
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равнозначен.