

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.1>

УДК 622.276+532.529

Исследование нестационарности естественной сепарации газа при помощи экспериментального стенда и математического моделирования

В.А. Иванов^{1*}, В.С. Вербицкий¹, Р.А. Хабибуллин¹, К.А. Горидько², Е.И. Никонов³

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

²ООО «РН-Технологии», Москва, Россия

³Lex, Пафос, Кипр

Естественная сепарация газа является важным процессом в скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), который влияет на эффективность работы системы «скважина – насос – подъемник». В настоящий момент совокупность знаний о данном процессе требует критического анализа и дальнейшего совершенствования. В статье представлены результаты изучения нестационарных особенностей процесса сепарации пузырьков газа в затрубное пространство в околоприемной области модели скважины с условно-радиальным входом. Проанализированы результаты испытаний на экспериментальном стенде, а также результаты численного моделирования в нестационарном многофазном симуляторе. Эксперименты проведены на экспериментальном стенде с внутренним диаметром модели эксплуатационной колонны 80 мм и внешним диаметром модели приемного модуля 64 мм, с учетом возможности измерения расходов жидкости и газа, а также высокоскоростной видеосъемки процессов, происходящих в околоприемной области модели скважины. Показаны нестационарные особенности течения газожидкостных смесей на основе визуализации движения потока в околоприемной области для модельных смесей «Вода-Воздух» и «Вода-ПАВ-Воздух». Выявлено, что на малых отрезках времени (<1 с) режимы с пробково-эмульсионной структурой потока характеризуются значительной нестационарностью. Результаты численного моделирования указывают на то, что подобное нестационарное поведение может приводить к пульсационной работе скважины и УЭЦН.

На основе критического анализа полученных результатов исследований сформулированы перспективные направления: изучение теоретических основ сепарации в околоприемной области насоса; промышленные и стендовые эксперименты; численное моделирование естественной сепарации газа в затрубное пространство скважины, оборудованной УЭЦН.

Ключевые слова: естественная сепарация газа, электроцентробежный насос, добывающая скважина, экспериментальные исследования, многофазный поток, газожидкостная смесь, структура потока, нестационарный процесс

Для цитирования: Иванов В.А., Вербицкий В.С., Хабибуллин Р.А., Горидько К.А., Никонов Е.И. (2025). Исследование нестационарности естественной сепарации газа при помощи экспериментального стенда и математического моделирования. *Георесурсы*, 27(4), с. 216–234. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.1>

Введение

Проектирование оптимального режима работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), и решение производственных задач энергосбережения в современном нефтегазовом деле является актуальным трендом развития механизированной

добычи нефти не только на российских месторождениях, но и на многих нефтегазовых объектах мира. Ряд научных и исследовательских работ, а также промышленная практика свидетельствуют о необходимости совершенствования методов проведения инженерных расчетов в области механизированной эксплуатации добывающих скважин, в том числе, совершенствования методов определения эффективности сепарации газа в околоприемной области глубинно-насосного оборудования (ГНО) (естественная сепарация и общая сепарация газа, включая работу газосепаратора) (Иванов и др., 2024а; Пашали, Зейгман, 2022).

Целью работы является изучение и описание нестационарных особенностей процесса естественной

* Ответственный автор: Иванов Владимир Анатольевич
e-mail: vladimirivf@yandex.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

сепарации (ЕС) газа на основе стендовых исследований и математического моделирования.

Задачи, поставленные в настоящей статье:

- обзор отечественной и зарубежной научной литературы касательно процессов естественной сепарации газа у приема ГНО с условно-радиальным входом для систематизации фундаментальных знаний о данном физическом явлении;

- выявление неполноты накопленных знаний, необходимости уточнения существующих теоретических представлений о процессе естественной сепарации газа у приема УЭЦН, для формирования рекомендаций к проведению экспериментальных, промысловых и теоретических исследований;

- описание нестационарности процесса естественной сепарации газа на основе визуализации процесса посредством высокоскоростной видеосъемки и верификация полученных эмпирических представлений путем моделирования процесса при постоянных режимах работы скважины и УЭЦН в динамическом симуляторе многофазного потока.

Обобщение существующих знаний о процессе естественной сепарации газа у приема УЭЦН

Эффективность естественной сепарации газа в скважинах, оснащенных УЭЦН, зависит от множества факторов: геометрических характеристик скважины и околоприемного пространства; расположения приемного модуля относительно интервала перфорации; физико-химических свойств добываемых флюидов; технологических параметров работы скважины; структуры потока газожидкостной смеси (ГЖС); режима работы насоса и других параметров (Иванов и др., 2024а). Коэффициент естественной сепарации K_{ec} можно определить при помощи выражения (1):

$$K_{ec} = \frac{q_z^{zamp}(P_{np}, T_{np})}{q_z^{np}(P_{np}, T_{np})}, \quad (1)$$

где $q_z^{zamp}(P_{np}, T_{np})$ – объемный расход свободного газа, поступившего в результате естественной сепарации в затрубное пространство скважины, при термобарических условиях приема УЭЦН, м³/сут; $q_z^{np}(P_{np}, T_{np})$ – объемный расход свободного газа, поступившего на прием (до сепарации), при термобарических условиях приема УЭЦН, м³/сут; P_{np} – давление на приеме УЭЦН, МПа; T_{np} – температура на приеме УЭЦН, °С.

Проведенный анализ исследований из открытых литературных источников позволил систематизировать знания о процессе естественной сепарации газа у приема ГНО с условно-радиальным входом, то есть классифицировать их по типам исследований (промысловые работы, стендовые эксперименты или численное гидродинамическое моделирование); а также выявить для каждого исследования отличительные особенности, представленные в табл. 1.

Из табл. 1 видно, что рассмотренные научные исследования затрагивают обширную область знаний о процессе естественной сепарации газа в околоприемной области

добывающей скважины, оборудованной УЭЦН, которые были обобщены в виде инфографики на рис. 1. Диапазоны и значения исследованных параметров, оказывающих влияние на эффективность естественной сепарации газа, следующие.

1. Значения диаметров эксплуатационных колонн (ЭК), насосно-компрессорных труб (НКТ) и УЭЦН носят локальный характер для каждого конкретного исследования и не имеют обобщения, то есть обычно авторы не исследуют влияние площади затрубного пространства в рамках одного исследования.

2. Исследовано влияние угла наклона скважины в широком диапазоне значений (5°, 15°, 30°, 45°, 60°, 90°).

3. В широких диапазонах исследованы технологические параметры работы скважины:

- обводненность (0 ÷ 100%);
- давление на приеме насоса (до 8 МПа);
- расход жидкости (до 477 м³/сут);
- объемно-расходная доля свободного газа в потоке до сепарации (или объемно-расходное содержание свободного газа в потоке до сепарации) β_z – формула (2); при этом максимальное значение объемно-расходного содержания свободного газа ограничивается 70.9% (указанное в явном виде), что говорит о возможности изучения режимов при $\beta_z > 70.9\%$.

$$\beta_z = \frac{q_z(P, T)}{q_z(P, T) + q_{жз}(P, T)}, \quad (2)$$

где $q_z(P, T)$ – объемный расход свободного газа при давлении P и температуре T , м³/сут; $q_{жз}(P, T)$ – объемный расход жидкости при давлении P и температуре T , м³/сут.

4. Физико-химические свойства флюидов исследованы достаточно широко:

- вязкость жидкости исследована в большом диапазоне значений (1 ÷ 100 мПа·с) (Lackner, 1994; Okafor et al., 2021, 2024);
- исследовано влияние плотности жидкости (870 и 1000 кг/м³) (Okafor et al., 2021, 2024), при этом в промысловых исследованиях плотность жидкости принимает различные значения;
- проведены исследования при различных значениях поверхностного натяжения на границе раздела «жидкость – газ» (0.032, 0.042, 0.067, 0.072 Н/м) (Okafor et al., 2021, 2024; Иванов и др., 2024а).

Однако все еще остается недостаточно изученным влияние на эффективность ЕС различных параметров: форма и размеры приемных отверстий (Okafor et al., 2021, 2024) и гидравлические характеристики фильтра приемного устройства (Уразаков и др., 2021); площадь затрубного пространства и внешние диаметры насосно-компрессорных труб (НКТ) и УЭЦН (Okafor et al., 2021, 2024; Иванов и др., 2024а); наличие в потоке флюидов твердых взвешенных частиц (ТВЧ) (Nikonov et al., 2024); структура газожидкостного потока; периодический режим работы скважин с УЭЦН; нестандартные компоновки УЭЦН (например, с кожухом и хвостовиком) и нетипичные режимы эксплуатации (например, режим фонтанирования через затрубное пространство (Горидько, 2023)).

1	– Промысловые исследования	
2	– Стендовые эксперименты	
3	– Численное 3D-моделирование – Computational Fluid Dynamics (CFD)	
Э	– Разработана эмпирическая корреляция для расчета K_{ec}	
М	– Разработана механистическая корреляция для расчета K_{ec}	
Ссылка на публикацию	Тип	Специфика исследования
(Мищенко, Гуревич, 1969)	1	<ol style="list-style-type: none"> Представлены аналитические алгоритмы обработки промысловых исследований скважин, направленных на измерение расходов газа через насосно-компрессорные трубы (НКТ) и затрубное пространство (ЗП). На основе результатов обработки промысловой информации получены промысловые зависимости коэффициента естественной сепарации K_{ec} от дебита жидкости $q_{жс}$ и геометрических характеристик области приема ($f_{ЭЦН}$ – площадь поперечного сечения насоса; $f_{ЭК}$ – площадь полного поперечного сечения эксплуатационной колонны (ЭК)). Диапазоны значений параметров при проведении промысловых испытаний: <ul style="list-style-type: none"> • обводненность $n_B = (17-90)\%$; • давление на приеме $P_{пр} = (0.8-7.2)$ МПа; • дебит жидкости $q_{жс} = (110-352)$ м³/сут; • диаметр эксплуатационных колонн 168 мм; • диаметр НКТ 51 и 63 мм. Показано, что K_{ec} снижается при увеличении дебита жидкости и при уменьшении отношения $f_{ЭЦН}/f_{ЭК}$
(Мищенко, Гуревич, 1970)	Э	<p>По данным обработки промысловых данных, разработана аналитическая методика расчета K_{ec} при учете технологических параметров работы скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> • $q_{жс}$ – дебит жидкости; • q_z – дебит свободного газа в условиях приема погружного насосного оборудования; • v_0 – вертикальная относительная скорость газа в межтрубном пространстве в условиях приема; <p>и геометрии области приема насоса:</p> <ul style="list-style-type: none"> • $F_{ЗАТР}$ – площадь межтрубного пространства в области приема насоса; • $F_{пр}$ – площадь приема насоса
(Ляпков, Гуревич, 1973)	1 Э	<ol style="list-style-type: none"> Проведены промысловые исследования на скважинах Ромашкинского, Арланского, Шкаповского, Гуймазинского месторождений. Представлена аналитическая зависимость для расчета K_{ec} на основе промысловых исследований. Сделан вывод о том, что v_0 и K_{ec} зависят от обводненности и пенообразующих свойств жидкости.
(Ghauri, 1980)	1	<ol style="list-style-type: none"> Проведено промысловое сравнение эффективности сепарации для скважин с различными значениями внутреннего диаметра эксплуатационных колонн ($D_{ЭК} = 139.7$ и 177.8 мм). Экспериментально определено, что для $D_{ЭК} = 177.8$ мм характерна большая эффективность сепарации, а также меньшая частота отказов глубинно-насосного оборудования (ГНО), по сравнению с $D_{ЭК} = 139.7$ мм
(Lea, Bearden, 1982)	2	<ol style="list-style-type: none"> По результатам обработки экспериментальных данных, полученных в ходе проведения стендовых испытаний в вертикальной модели эксплуатационной колонны из органического стекла на модельной смеси Вода-Воздух с внутренним диаметром эксплуатационной колонны $D_{ЭК} = 177.8$ мм, диаметром корпуса УЭЦН $D_{УЭЦН} = 130$ мм, удалось определить зависимость K_{ec} от технологических параметров в следующих диапазонах значений: <ul style="list-style-type: none"> • давление на приеме (0.17–0.2 МПа); • расход жидкости (55–340) м³/сут; • объемно-расходная доля (объемно-расходное содержание) свободного газа перед входом в насос $\beta_z = 0-17\%$ Показано, что при увеличении расхода жидкости в условиях приема наблюдается снижение K_{ec}, а при увеличении расхода свободного газа в условиях приема – увеличение K_{ec}.

Табл. 1. Обобщение исследований процесса естественной сепарации газа в скважинах, оборудованных УЭЦН, по данным различных исследователей








(Ляпков, 1987)		<p>Представлена упрощенная аналитическая корреляция для расчета K_{ec}, зависящая от:</p> <ul style="list-style-type: none"> • приведенной скорости жидкости в условиях приема $\bar{v}_ж$; • объемно-расходной доли свободного газа у входа в прием насоса β_z; • скорости дрейфа газа в межтрубном пространстве в области приема насоса $v_{дг}$, которая зависит от обводненности n_B (при $n_B \leq 50\%$ $v_{дг} = 0.02$ м/с; при $n_B > 50\%$ $v_{дг} = 0.17$ м/с).
(Alhanati, 1993)	 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлены результаты стендовых экспериментов, проведенных при помощи вертикальной лабораторной установки на модельной смеси Вода-Воздух при фиксированных параметрах: диаметр эксплуатационной колонны $D_{ЭК} = 177.8$ мм, диаметр корпуса УЭЦН $D_{УЭЦН} = 102$ мм, свойства флюидов. Рассматривались режимы с пробково-эмульсионной структурой потока (slug-churn). 2. Получены экспериментальные зависимости K_{ec} от технологических параметров в следующих диапазонах значений: <ul style="list-style-type: none"> • расход жидкости (98–153) м³/сут; • давление (0.74–1.59) МПа; • температура (34–39) °С; • газожидкостный фактор (17.8–35.6) ст.м³/ст.м³, • объемно-расходная доля свободного газа в потоке $\beta_z = 61–70\%$ 3. Показано, что K_{ec} уменьшается при увеличении расхода жидкости в условиях приема, увеличении давления и уменьшении газожидкостного фактора (результаты согласуются с исследованиями Lea, Bearden, 1982). 4. Представлена упрощенная аналитическая формула для расчета K_{ec}, основанная на модели Drift Flux, зависящая от приведенной скорости жидкости и предельной вертикальной скорости газа $v_{сг}$. Допущением формулы является отсутствие проскальзывания газа в радиальном направлении около приема насоса. 5. Сделан вывод о том, что представленная формула нуждается в доработке с точки зрения влияния давления на эффективность естественной сепарации.
(Sambangi, 1994)		<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлены результаты стендовых экспериментов, проведенных при помощи вертикального модельного стенда на модельной смеси Вода-Воздух. 2. Получены экспериментальные зависимости K_{ec} от технологических параметров в следующих диапазонах значений: <ul style="list-style-type: none"> • расход жидкости $q_{жс} = (95.4–477)$ м³/сут; • давление (0.68–2.04) МПа; • газожидкостный фактор (8.9–53.4) ст.м³/ст.м³
(Lackner, 1997)		<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлены результаты стендовых экспериментов, проведенных при помощи вертикального модельного стенда на модельной смеси Масло-Воздух в диапазоне вязкости жидкости $\mu_{жс} = (1–50)$ мПа·с при температуре 37.8 °С. 2. Получены экспериментальные зависимости K_{ec} от технологических параметров в следующих диапазонах значений: <ul style="list-style-type: none"> • расход жидкости $q_{жс} = (95.4–429)$ м³/сут; • давление (0.68–2.04) МПа; • газожидкостный фактор (8.9–53.4) ст.м³/ст.м³. 3. Сделан вывод о том, что использование углеводородной жидкости (масло) приводит к уменьшению предельной вертикальной скорости газа $v_{сг}$, используемой в аналитической формуле Alhanati, что приводит к незначительному уменьшению K_{ec} для углеводородной жидкости по сравнению с модельной смесью Вода-Воздух.
(Serrano, 1999)	 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлены результаты стендовых экспериментов, проведенных при помощи лабораторной установки на модельной смеси Вода-Воздух с различными углами наклона модели скважины относительно горизонта: вертикальное положение (90°), наклонное положение (30°, 60°); при фиксированных параметрах: внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{ЭК} = 127$ мм, диаметр корпуса УЭЦН $D_{УЭЦН} = 95$ мм, свойства флюидов. 2. Проведено изучение влияния структуры потока на эффективность естественной сепарации (рассматривались режимы с пузырьковой структурой потока). 3. Получены экспериментальные зависимости K_{ec} от технологических параметров в следующих диапазонах значений: <ul style="list-style-type: none"> • расход жидкости $q_{жс} = (159–318)$ м³/сут; • давление (0.34–1.02) МПа; • доля свободного газа в потоке <20%. 4. Показано, что K_{ec} снижается при увеличении как расхода жидкости, так и расхода газа. Сделан вывод о том, что изменение давления имеет незначительное влияние на K_{ec}. 5. Представлена модифицирующая формулу Alhanati корреляция для оценки доли свободного газа в потоке у приема насоса, применимая для доли газа <20%. Допущением итоговой формулы для оценки K_{ec} является отсутствие проскальзывания газа в радиальном направлении около приема насоса.

Табл. 1. Продолжение






(Harun et al., 2000, 2001)		<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлена упрощенная методика расчета K_{ec} в вертикальных скважинах при учете экспериментальных данных Alhanati, Sambangi, Serrano. Модель учитывает проскальзывание фаз в околоприемной области при различных структурах потока (пузырьковая и эмульсионная). Отмечена необходимость в проведении дополнительных экспериментов для настройки модели при малых (<159 м³/сут) и больших (>477 м³/сут) расходах жидкости, а также для иной геометрии скважины. 2. Представлена механистическая методика расчета K_{ec} в наклонных скважинах при учете экспериментальных данных Serrano. Модель учитывает проскальзывание фаз в околоприемной области при различных структурах потока (пузырьковая, пробковая и эмульсионная). Отмечена необходимость в проведении дополнительных экспериментов для настройки модели при углах наклона скважины, отличных от экспериментов Serrano, а также для доли свободного газа >20%.
(Лиссук, 2001)		<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлена аналитическая формула для расчета K_{ec}, зависящая от приведенной скорости жидкости в условиях приема $\bar{v}_ж$ и вертикальной относительной скорости газа в межтрубном пространстве в условиях приема v_0, на основе промысловых исследований на скважинах Ватинского, Туймазинского и Ярино-Каменноложского месторождений 2. Диапазоны значений промысловых параметров: <ul style="list-style-type: none"> • обводненность $n_B = (40-90) \%$; • давление на приеме $P_{пр} = (3.8-7.0) \text{ МПа}$; • дебит жидкости $q_{ж} = (24-352) \text{ м}^3/\text{сут}$; • диаметры эксплуатационных колонн 168 мм. 3. Показано, что при увеличении расхода жидкости в условиях приема наблюдается снижение K_{ec}, а при увеличении относительной скорости газа в условиях приема – увеличение K_{ec}. 4. Сделан вывод о том, что K_{ec} не зависит от характера входа газожидкостной смеси (ГЖС) в приемное устройство (условно-осевой или условно-радиальный вход). 5. Сделан вывод о том, что K_{ec} зависит от пенообразующих свойств жидкости и структуры потока ГЖС.
(Liu, Prado, 2001)		<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлена механистическая методика расчета K_{ec}, учитывающая экспериментальные данные Tulsa University Artificial Lift Projects (TUALP). Модель основана на расчете траекторий газовых пузырьков в околоприемной области при учете траекторий движения жидкости и баланса сил, действующих на газовый пузырек, в двумерной системе координат. Модель учитывает проскальзывание фаз в околоприемной области. 2. Отмечена необходимость разработки уравнения для оценки размеров пузырьков газа для настройки модели расчета K_{ec}.
(Мищенко, 2003)		<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлена обобщенная аналитическая формула для расчета K_{ec} на основе исследований различных авторов (на Туймазинском, Арланском, Шкаповском, Ромашкинском месторождениях) зависящая от приведенной скорости жидкости в условиях приема $\bar{v}_ж$, а также от вертикальной относительной скорости газа в межтрубном пространстве в условиях приема v_0. 2. Диапазоны значений промысловых параметров для настройки модели: <ul style="list-style-type: none"> • обводненность $n_B = (0-96) \%$; • давление на приеме $P_{пр} = (0.8-7.95) \text{ МПа}$; • дебит жидкости $q_{ж} = (3.96-321) \text{ м}^3/\text{сут}$; • диаметры эксплуатационных колонн 146 и 168 мм.
(Marquez, Prado, 2003; Marquez, 2004)		<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлена упрощенная методика расчета K_{ec}, учитывающая экспериментальные данные TUALP. Модель учитывает траектории движения жидкости и проскальзывание фаз в вертикальном и радиальном направлениях в околоприемной области. 2. Представлена механистическая методика расчета K_{ec}, учитывающая экспериментальные данные TUALP. Модель основана на расчете траекторий газовых пузырьков в околоприемной области при учете траекторий движения жидкости и баланса сил, действующих на газовый пузырек, в двумерной системе координат. Модель учитывает проскальзывание фаз в вертикальном и радиальном направлениях в околоприемной области. 3. Предложено экспериментальное уравнение (на основе данных TUALP) для оценки размеров пузырьков газа (Interface Characteristic Length) для использования при расчете траекторий газовых пузырьков в механистической корреляции K_{ec}. 4. Отмечена необходимость проведения новых экспериментов (для малых расходов газа и жидкости, а также для различной вязкости жидкости) для настройки представленных моделей. 5. Отмечена необходимость модификации механистической методики расчета K_{ec} для учета: расположения приемного модуля (выше/ниже перфорации); наличия сепаратора; различных углов наклона скважины; эксцентричного расположения приемного модуля УЭЦН в скважине.

Табл. 1. Продолжение

(Elichev et al., 2009)	1	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проведены промысловые исследования для оценки применимости механистической методики расчета K_{ec} Marquez R. на реальных скважинах нескольких месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» в Западной Сибири. 2. Сделан вывод о том, что механистическая методика Marquez R. хорошо описывает полученные промысловые данные.
(Shakirov, 2011)	1 Э	<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлена аналитическая корреляция для расчета K_{ec}, основанная на модели Ляпкина-Гуревича с учетом промысловых исследований на 6 месторождениях России, зависящая от дебита жидкости $q_{ж}$ и обводненности продукции n_B. 2. Диапазоны значений промысловых параметров: <ul style="list-style-type: none"> • обводненность $n_B = (0-96) \%$; • давление на приеме $P_{пр} = (0.8-8.0) \text{ МПа}$; • дебит жидкости $q_{ж} = (4-320) \text{ м}^3/\text{сут}$; • внутренние диаметры эксплуатационных колонн 132 и 155 мм.
(Пашали, 2011)	3 М	<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлена механистическая корреляция для расчета K_{ec} в скважинах с УЭЦН, расположенными ниже интервала перфорации, на основе механистической методики Marquez R. 2. Показано влияние объемной доли свободного газа в потоке на величину K_{ec} для УЭЦН ниже перфорации при помощи численного моделирования.
(Волков, 2016)	М	Представлена механистическая корреляция для расчета K_{ec} при выводе скважины на установившийся режим (с учетом потоков жидкости из пласта и затрубного пространства в приемный модуль УЭЦН) на основе механистической методики Marquez R.
(Vieira et al., 2021)	2	<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлены результаты стендовых экспериментов, проведенных при помощи модельного стенда (ESP Skid) на модельной смеси Вода-Воздух. Проводилась высокоскоростная съемка видео различных режимов потоков (пузырьковая и пробковая структура) через прозрачную ЭК. 2. Диапазоны значений экспериментальных параметров: <ul style="list-style-type: none"> • угол наклона модели скважины (5°, 15°, 30°, 45°, 60°); • приведенная скорость жидкости $\bar{v}_{ж} = (0.1-1) \text{ м/с}$; • объемно-расходная доля свободного газа перед входом в насос $\beta_c = (10-50) \%$. 3. Показано, что модель Alhanati плохо описывает полученные результаты из-за того, что модель не учитывает проскальзывание фаз в радиальном направлении, а также предназначена для вертикальных скважин.
(Уразаков и др., 2021)	3	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проведено численное 3D-моделирование по изучению влияния на эффективность естественной сепарации гидравлических характеристик приемного модуля (без фильтра, с каркасно-проволочным фильтром). 2. Показано, что при уменьшении гидравлического параметра фильтра (0.24-0.06) происходит уменьшение K_{ec}.
(Иванов и др., 2024а)	2	<ol style="list-style-type: none"> 1. Представлены результаты стендовых экспериментов, проведенных при постоянном режиме работы УЭЦН для оценки влияния на K_{ec} структуры потока ГЖС; эквивалентного диаметра затрубного пространства $d_{ЭКВ}$; пенообразующих свойств жидкости. 2. Диапазоны значений экспериментальных параметров: <ul style="list-style-type: none"> • расход жидкости $q_{ж} = (13.4-68.1) \text{ м}^3/\text{сут}$; • объемно-расходная доля газа перед входом в насос $\beta_c = (11.1-70.9) \%$. 3. Проводились замеры расходов газа и высокоскоростная съемка видео околоприемной области модели скважины через прозрачную эксплуатационную колонну на вертикальном модельном стенде на модельных смесях Вода-Воздух и Вода-ПАВ-Воздух при фиксированных параметрах: внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{ЭК} = 80 \text{ мм}$, внешний диаметр приемной сетки насоса $D_{УЭЦН} = 64 \text{ мм}$, избыточное давление на приеме (0.04-0.05 МПа). 4. Представлены эмпирические зависимости-поправки для оценки размеров (Interface Characteristic Length) газовых пузырьков в условиях приема при расчете K_{ec} по механистической методике Marquez R. для пузырьковой и пробково-эмульсионной структур потока ГЖС.

Табл. 1. Продолжение

<p>(Okafor et al., 2021; Okafor, Verdin, 2024)</p>	<p style="text-align: center; font-size: 2em; color: purple; border: 1px solid purple; border-radius: 50%; width: 40px; margin: 0 auto;">3</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проведено численное 3D-моделирование по изучению влияния на эффективность естественной сепарации различных параметров: <ul style="list-style-type: none"> • поверхностное натяжение σ (0.020, 0.032 и 0.067 Н/м); • плотность жидкости $\rho_{жс}$ (870 и 1000 кг/м³); • вязкость жидкости $\mu_{жс}$ (1, 10, 100 мПа·с); • внутренний диаметр ЭК (161.5 и 228.6 мм); • внешний диаметр НКТ (89 и 140 мм); • число входных отверстий насоса (6, 9, 12 шт.); • давление (1.59 и 2.93 МПа). 2. За основу был взят стенд из исследований Alhanati. Настройка 3D модели проводилась на экспериментальные точки K_{ec} из работы Alhanati. Большинство изученных режимов характеризовались эмульсионной структурой потока (churn). 3. Сделаны следующие выводы: поверхностное натяжение имеет незначительное влияние на K_{ec}; при уменьшении плотности жидкости наблюдается небольшое снижение K_{ec}; при увеличении вязкости наблюдается снижение K_{ec}; при увеличении внутреннего диаметра ЭК и уменьшении внешнего диаметра НКТ наблюдается увеличение K_{ec}; общая площадь входных отверстий насоса влияет на K_{ec}. 4. Отмечена необходимость проведения дополнительных численных исследований для изучения процесса естественной сепарации при пузырьковой и пробковой структурах потока. Необходимо модифицировать существующие методики расчета K_{ec} для учета влияния вязкости. Необходимо изучить влияние на K_{ec} изменения внешнего диаметра НКТ и УЭЦН, а также геометрии приемных отверстий при помощи физического стенда.
--	--	--

Табл. 1. Продолжение

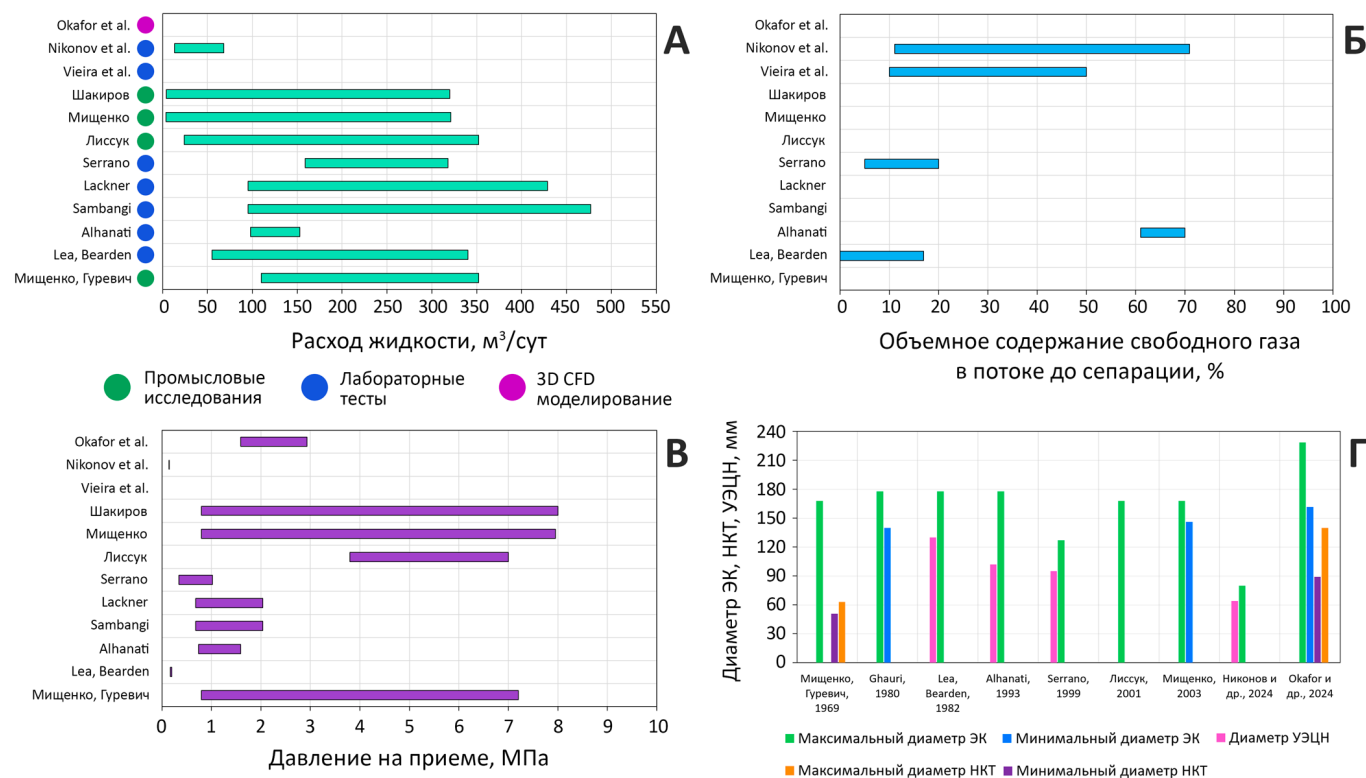


Рис. 1. Инфографика исследованных диапазонов параметров, влияющих на эффективность естественной сепарации, по данным различных авторов: А – расход жидкости; Б – объемно-расходное содержание свободного газа в потоке до сепарации; В – давление на приеме; Г – диаметры ЭК, НКТ, УЭЦН

Для дальнейшего развития знаний о процессе естественной сепарации газа у приема УЭЦН необходимо:

1. проведение новых экспериментов в ранее неизученных диапазонах свойств флюидов, технологических и геометрических параметров;

2. накопление экспериментальных данных по влиянию структур газожидкостного потока на K_{ec} ;

3. исследование и описание нестационарности процесса ЕС разного временного масштаба:

а. влияние периодических режимов работы УЭЦН на величину K_{ec} ;

б. влияние нестационарных явлений движения, дробления, коалесценции газовой фазы на величину K_{ec} , существующих как при постоянных, так и периодических режимах работы скважины, оборудованной УЭЦН;

4. изучение влияния наличия в многофазном потоке твердых взвешенных частиц (ТВЧ) на эффективность естественной сепарации газа (Nikonov et al., 2024);

5. доработка и настройка различных теоретических моделей расчета K_{ec} путем адаптации и проверки на экспериментальных и промысловых данных.

Многие авторы научных работ оперируют моделями расчета K_{ec} , в которых используется параметр относительной скорости газа в околоприемной области межтрубного пространства v_0 , зависящий от множества физических величин:

$$v_0 = v_2 - v_{жс} = f(q_{жс}, q_г, \rho_{жс}, \rho_г, \mu_{жс}, \sigma, D_{ЭК}, d_{УЭЦН}, d_{П...}) \quad (3)$$

где $v_{жс}$ – истинная скорость жидкости, м/с; v_2 – истинная скорость газа, м/с; $q_{жс}$ – расход жидкости перед входом в насос при термобарических условиях приема, м³/сут; $q_г$ – расход газа перед входом в насос при термобарических условиях приема, м³/сут; $\rho_{жс}$ – плотность жидкости, кг/м³; $\rho_г$ – плотность газа, кг/м³; $\mu_{жс}$ – вязкость жидкости, мПа·с; σ – поверхностное натяжение на границе «жидкость-газ», Н/м; $D_{ЭК}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{УЭЦН}$ – внешний диаметр УЭЦН, м; $d_{П}$ – диаметр пузырька газа при термобарических условиях приема, м.

При помощи v_0 в аналитических моделях косвенно учитывается влияние свойств флюидов и геометрии скважины на K_{ec} . Однако v_0 зависит от диаметра газового пузырька, что осложняет процесс расчетов. Детальное изучение

существующих эмпирических зависимостей для оценки v_0 показывает, что они нуждаются в настройке к конкретным геолого-физическим условиям. В текущем виде подход с использованием v_0 сложно применим в инженерных расчетах и нуждается в модернизации.

Экспериментальные исследования естественной сепарации газа

В работе описаны результаты исследований процесса естественной сепарации газа, проведенных в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина (кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений) при помощи экспериментального стенда (рис. 2), моделирующего постоянный режим работы погружного электроцентробежного насоса с условно-радиальным входом газожидкостного потока в приемное устройство. В рамках экспериментов рассматривались установившиеся сопоставленные режимы потоков газа и жидкости в широких диапазонах технологических параметров. Фиксация исследуемых параметров проводилась следующим образом:

1. инструментальный замер расходов газа через НКТ и заглубное пространство;

2. высокоскоростная видеосъемка околоприемной области модели скважины через прозрачную эксплуатационную колонну при помощи видеокамеры «Phantom Miro eX4» (Vision Research company, США) с частотой кадров до 1800 fps.

Эксперименты проводились при помощи четырех модельных смесей: «Вода-Воздух» (ВВ), «Вода-ПАВ-Воздух» (ВПВ), «Вода-Воздух-ТВЧ» (ВВ ТВЧ) и «Вода-ПАВ-Воздух-ТВЧ» (ВПВ ТВЧ). В качестве жидкости в смесях использовалась техническая вода. Для смесей ВВ поверхностное натяжение на границе раздела жидкой и газовой фаз составляет 0.072 Н/м, для ВПВ – 0.042 Н/м (в качестве поверхностно-активного вещества (ПАВ) использовался деэмульгатор «Дисолван 4411» с объемной концентрацией 0.05%)¹. В модельных смесях ВВ ТВЧ и ВПВ ТВЧ в качестве твердой фазы использовались частицы кварцевого

¹Значения поверхностного натяжения модельных смесей «Вода-ПАВ-Воздух» и «Вода-Воздух» приняты на основании кандидатской диссертации Дроздова А.Н. (Дроздов, 1983)

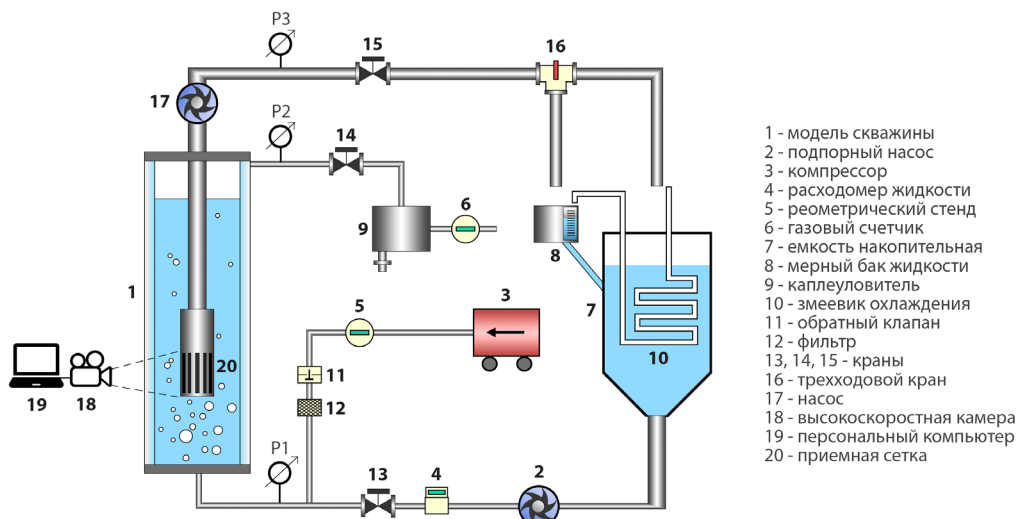


Рис. 2. Схема стенда для проведения экспериментов

песка неправильной формы со средним диаметром 0.2–0.6 мм с концентрацией взвешенных частиц 1000 мг/л.

Экспериментальный стенд обладает следующими геометрическими особенностями: внутренний диаметр модели эксплуатационной колонны $D_{ЭК} = 80$ мм, внешний диаметр модели приемной сетки $d_{сетки} = 64$ мм. Во всех экспериментах на входе в приемный модуль поддерживалось одинаковое избыточное давление 0.04-0.05 МПа. Методика проведения экспериментов подробно описана в работах (Иванов и др., 2024а; Nikonov et al., 2024).

Полученные в результате обработки инструментальных замеров расходов газа через НКТ и затрубное пространство зависимости коэффициента естественной сепарации от расхода жидкости представлены на рис. 3 для всех исследованных режимов. Несмотря на то, что аппроксимация фактических замеров квадратичной функцией имеет больший коэффициент детерминации, в данном сравнительном анализе более наглядно и проще использование линейных трендов для каждой из четырех модельных смесей, которые характеризуются достаточно высокими коэффициентами детерминации («Вода-Воздух» → $R^2 = 0.956$; «Вода-ПАВ-Воздух» → $R^2 = 0.969$; «Вода-Воздух-ТВЧ» → $R^2 = 0.919$; «Вода-ПАВ-Воздух-ТВЧ» → $R^2 = 0.977$).

Из рис. 3 видно, что уменьшение поверхностного натяжения на границе фаз «Жидкость-Газ» приводит к небольшому снижению K_{ec} (до 5%) в исследованных диапазонах технологических параметров. В статье (Nikonov et al., 2024) на основе обработки видеофайлов данных исследований показано, что для режимов модельной смеси «Вода-ПАВ-Воздух» средние диаметры пузырьков газа (0.91 мм) меньше, чем для смеси «Вода-Воздух» (1.89 мм). Ввиду меньших средних размеров пузырьков газа для модельной смеси «Вода-ПАВ-Воздух», для нее характерны меньшие вертикальные относительные скорости пузырьков газа в газожидкостном потоке в околоприемной области затрубного пространства при близких значениях технологических параметров, что приводит к уменьшению значений K_{ec} по сравнению со значениями для модельной смеси «Вода-Воздух». Данное наблюдение и объяснение процесса соответствует исследованиям различных авторов, однако, для его подтверждения в рамках проведенных экспериментов необходима дополнительная оценка значений относительной скорости газа для исследованных режимов при помощи обработки видео.

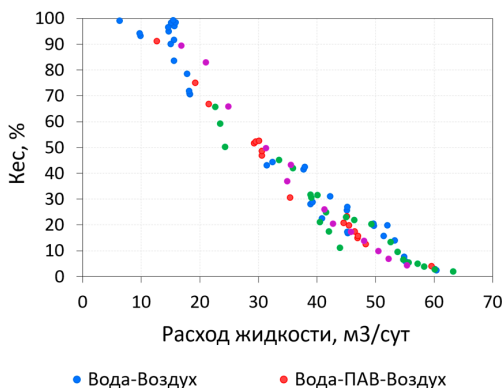


Рис. 3. Замеренные значения K_{ec} для модельных смесей «Вода-Воздух», «Вода-ПАВ-Воздух», «Вода-Воздух-ТВЧ», «Вода-ПАВ-Воздух-ТВЧ»

Представленные линейные тренды K_{ec} для модельных смесей «Вода-Воздух-ТВЧ» и «Вода-ПАВ-Воздух-ТВЧ» требуют дальнейшего детального анализа. Подробный анализ оценки относительных скоростей газа на основе обработки видеозаписей, а также исследование влияния наличия твердой фазы в модельном потоке на эффективность естественной сепарации планируется представить в дальнейшем.

Обработка экспериментальных данных

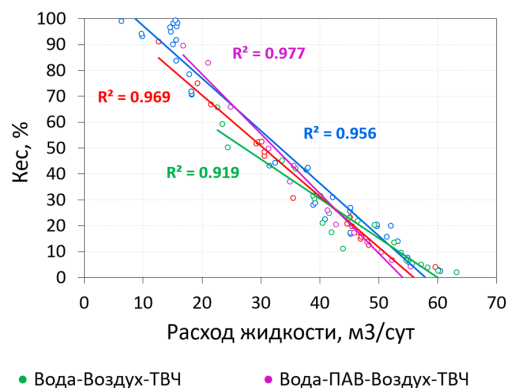
В ходе обработки видеофайлов визуально были определены структуры двухфазного потока для каждого из режимов исследуемых модельных смесей «Вода-Воздух» и «Вода-ПАВ-Воздух». Отмечены следующие структуры потоков:

1. для смеси ВВ при $\beta_g \leq 30\%$ – пузырьковая; при $\beta_g \geq 35.4\%$ – пробково-эмульсионная;
2. для смеси ВПВ при $\beta_g \leq 33.1\%$ – пузырьковая; при $\beta_g \geq 39.3\%$ – пробково-эмульсионная.

В табл. 2 представлены основные технологические параметры (расход жидкости $q_{жк}$, расход газа до сепарации q_g , объемно-расходная доля свободного газа в потоке

№ режима	$q_{жк}$, м³/сут	q_g , м³/сут	β_g , %	K_{ec} , %
0-ВВ	64.3	12.0	15.8	1.1
1-ВВ	54.3	18.2	25.1	2.7
2-ВВ	53.0	22.8	30.0	25.0
3-ВВ	52.0	28.4	35.4	31.1
4-ВВ	45.8	29.6	39.2	34.5
5-ВВ	39.1	31.6	44.7	50.4
6-ВВ	23.4	32.3	58.0	70.2
7-ВВ	13.4	32.7	70.9	96.9
0-ВПВ	68.1	8.5	11.1	0.6
1-ВПВ	62.5	13.0	17.2	0.9
2-ВПВ	50.6	19.3	27.6	8.3
3-ВПВ	49.4	24.4	33.1	25.9
4-ВПВ	48.7	31.6	39.3	30.9
5-ВПВ	32.4	30.4	48.4	55.9
6-ВПВ	18.3	33.7	64.8	77.2

Табл. 2. Характеристика снятых на видео режимов для модельных смесей ВВ и ВПВ



перед сепарацией β_2 при термобарических условиях приема) и коэффициенты ЕС различных режимов модельных смесей ВВ и ВПВ, снятых на видео.

В ходе изучения видеозаписей режимов потока модельных смесей «Вода-Воздух» и «Вода-ПАВ-Воздух» отмечено, что для режимов 0-ВВ, 0-ВПВ, 1-ВПВ характерны продолжительные интервалы времени, в течение которых наблюдается режим «нулевой сепарации» – когда ввиду достаточно больших расходов жидкости (которым соответствуют большие значения числа Рейнольдса (Иванов и др., 2024а)) весь свободный газ заходит в приемные отверстия. В данном случае захватывание маленьких пузырьков из затрубного пространства связано с малыми размерами пузырьков газа, их равномерным распределением в жидкости (дисперсно-пузырьковая структура потока) и достаточной силой воздействия со стороны потока жидкости, направляемого в насос.

На рис. 4 показано визуальное сравнение разных модельных смесей при пробково-эмульсионной структуре потока для режимов 6-ВВ и 6-ВПВ (при близких значениях технологических параметров). При пробково-эмульсионной структуре модельная смесь «Вода-ПАВ-Воздух» характеризуется более выраженной неоднородностью по размерам пузырьков газа, средний диаметр пузырьков газа (дп.ср.) для режима 6-ВПВ составляет 0.9 мм. Для режима 6-ВВ модельной смеси «Вода-Воздух» средний диаметр пузырьков составляет 2.4 мм.

Одной из отмеченных особенностей пробково-эмульсионных режимов потока являются колебания истинной скорости газовых пузырьков во времени. Покадровая визуализация данной особенности для модельной смеси «Вода-Воздух» с частотой раскадровки один кадр в 10 миллисекунд представлена на рис. 5. В момент, когда в кадре появляется большая пробка газа, маленькие пузырьки вокруг нее замедляются относительно своей средней скорости при равномерном распределении в потоке жидкости. Это можно проследить по положению пузырька, отмеченного розовым кружком (угол наклона прямой линии, проходящей через розовые кружки на трех соседних кадрах, уменьшается до момента разрыва пробки газа – пузырек как будто зависает). Далее после разрыва газовой пробки около приемной сетки насоса наблюдается увеличение скорости больше среднего значения как для пузырьков, находящихся вокруг пробки, так и пузырьков, находящихся под ней. Это можно отметить по положению пузырька, отмеченного оранжевым кружком (угол наклона оранжевой

прямой больше, чем у розовой прямой в начале раскадровки). Данную нестационарную особенность можно объяснить тем, что вокруг большой пробки газа возникает нисходящий поток жидкости, который препятствует движению маленьких пузырьков вверх (Брилл, Мукерджи, 2006). При схлопывании пробки газа жидкость около нее стремится занять ее место, что способствует ускорению пузырьков, находящихся вокруг пробки.

Еще одной особенностью, отмеченной в определенных режимах, было возвращение пузырьков газа сверху из затрубного пространства в область приема, в результате чего часть вернувшихся пузырьков заходила в приемную сетку, уменьшая эффективность сепарации, а оставшаяся часть вновь сепарировалась в затрубное пространство. На рис. 6 представлена покадровая динамика движения пузырьков газа, вернувшихся из затрубного

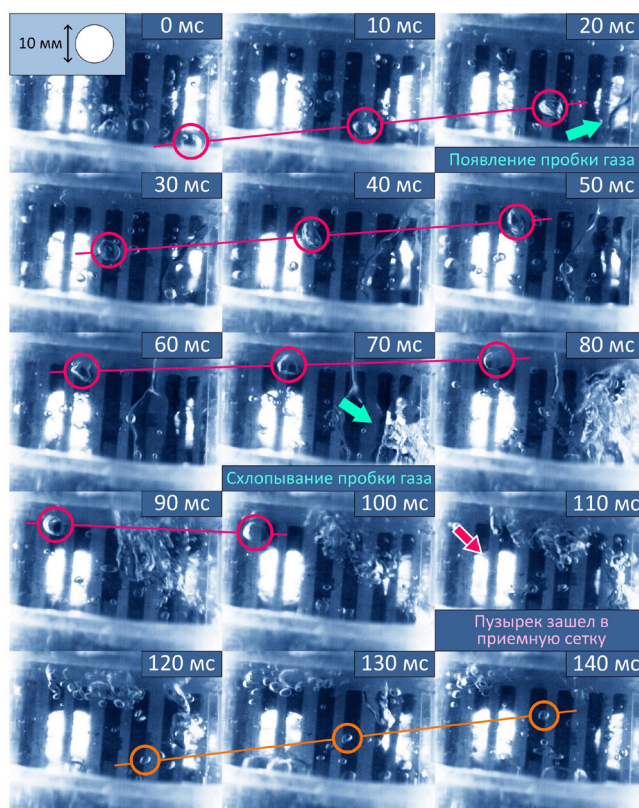


Рис. 5. Покадровая динамика колебания скорости пузырьков газа при появлении в кадре газовой пробки для режима 3-ВВ с шагом 10 мс

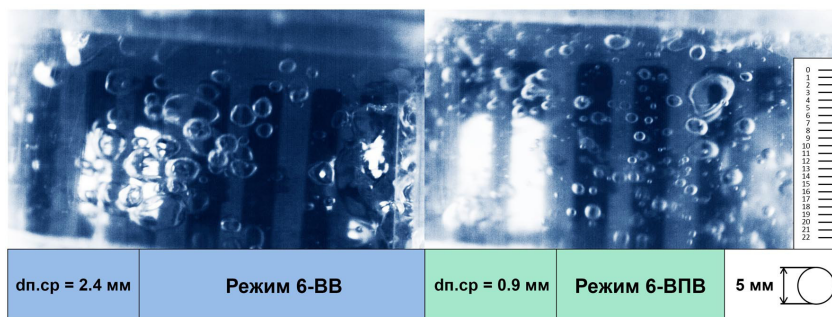


Рис. 4. Визуальное сравнение газожидкостных потоков модельных смесей ВВ и ВПВ на примере режимов со схожими технологическими параметрами при пробково-эмульсионной структуре потока (6-ВВ и 6-ВПВ). дп.ср – средний диаметр пузырьков газа для конкретного режима.

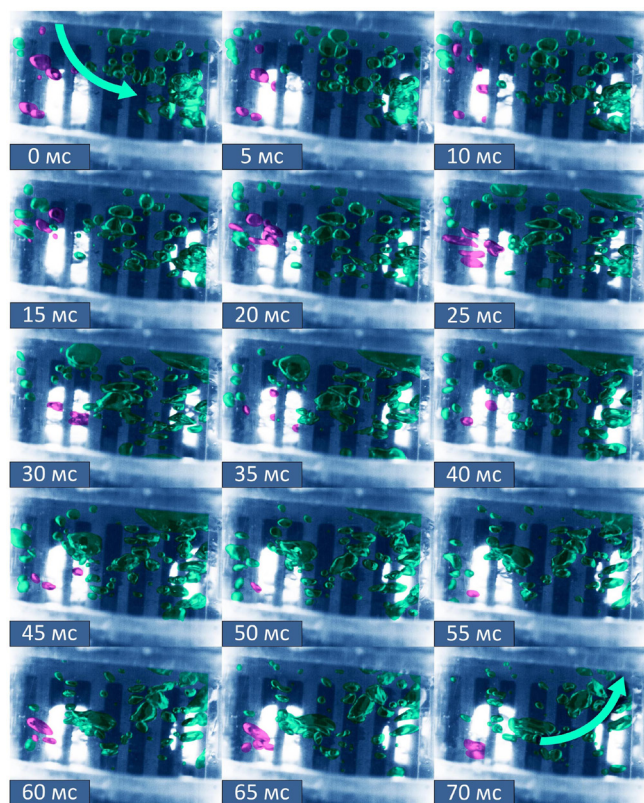


Рис. 6. Покадровая динамика движения пузырьков газа, вернувшихся из затрубного пространства, для режима 6-BB с шагом 5 мс

пространства для пробковой структуры модельной смеси «Вода-Воздух» с частотой кадров каждые 5 миллисекунд. Зеленым цветом отмечены пузырьки газа, вернувшиеся из затрубного пространства. Розовым цветом отмечены те вернувшиеся из затрубного пространства пузырьки, которые зайдут в приемную сетку в течение 1–3 кадров. Для смесей «Вода-Воздух» и «Вода-ПАВ-Воздух» данная особенность была отмечена для всех режимов с пробково-эмульсионной структурой потока. Подобное поведение может быть обусловлено нестационарностью процессов, протекающих в различных элементах системы «модель пласта – модель скважины – насос – модель подъемника», в том числе и в части модели скважины над приемной сеткой насоса – в затрубном пространстве. Однако видеофиксации процессов, происходящих в затрубном пространстве над приемным модулем, замеров положения динамического уровня жидкости и замеров мгновенных расходов жидкости через насос не проводилось в рамках данных исследований. Кроме того, возвращение пузырьков газа сверху при пробково-эмульсионных режимах потока может быть связано с наличием в области приема большой газовой пробки, не попавшей в кадр, которая создает вокруг себя нисходящий поток жидкости с распределенными в ней пузырьками газа.

На рис. 7 представлена динамика изменения мгновенных значений эффективности естественной сепарации газа в затрубное пространство для модельных смесей «Вода-Воздух» (режимы 1-BB и 3-BB) и «Вода-ПАВ-Воздух» (режимы 2-ВПВ и 4-ВПВ). Визуально режимы 1-BB и 2-ВПВ характеризуются пузырьковой структурой потока ($\beta_2 = 25.1\%$ и 27.6% , соответственно), режимы 3-BB

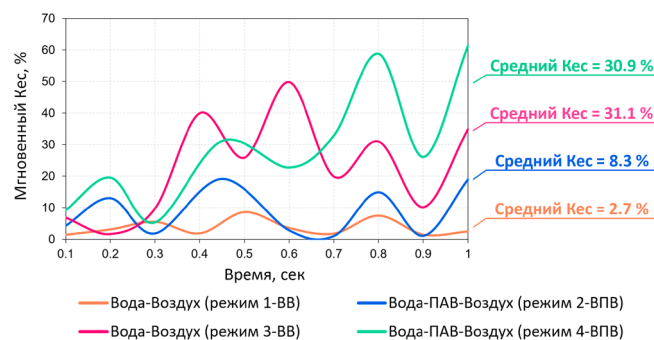


Рис. 7. Динамика изменения мгновенного $K_{сc}$ во времени для модельных смесей «Вода-Воздух» и «Вода-ПАВ-Воздух»

и 4-ВПВ характеризуются пробковой структурой потока ГЖС ($\beta_c = 35.4\%$ и 39.3% , соответственно). Средние значения коэффициентов естественной сепарации, расходов жидкости и газа до сепарации, а также объемно-расходного содержания свободного газа в потоке перед сепарацией для данных режимов указаны в табл. 2. Графики, представленные на рис. 7, были получены при помощи обработки видеозаписей указанных режимов. В процессе обработки видео при помощи миллиметровой шкалы проводилось измерение накопленных объемов газовых пузырьков, заходящих в приемный модуль и уходящих в затрубное пространство за временной шаг 0.1 с. Значительных отличий динамики изменения мгновенных значений $K_{сc}$ для разных модельных смесей в рамках одинаковых структур потока не отмечается. Для пузырьковой структуры потока для обеих модельных смесей характерны небольшие абсолютные колебания 5–10% относительно среднего значения $K_{сc}$. Режимы с пузырьковой структурой потока можно характеризовать как достаточно стабильные во времени. При этом для пробковой структуры потока для обеих модельных смесей наблюдаются значительные абсолютные колебания $K_{сc}$ до 20–30%. Подобное нестабильное поведение режимов с пробковой структурой потока может объяснять нестационарные особенности, описанные ранее. Периодическое мгновенное увеличение содержания свободного газа в потоке, поступающем в приемный модуль, может приводить к нестабильной работе насоса, мгновенной деформации его напорно-расходной характеристики (НРХ), в результате чего могут происходить колебания уровня жидкости над насосом в затрубном пространстве.

Далее будут описаны результаты моделирования экспериментальных режимов в симуляторе OLGA², которые помогают объяснить описанные выше визуально наблюдаемые процессы.

Численное моделирование экспериментальных режимов

В рамках исследований процесса ЕС проведено моделирование полученного набора экспериментальных режимов при помощи нестационарного симулятора многофазных потоков OLGA с целью объяснения процессов, происходящих в околоприемной области, которые

²Slb.com. OLGA. Dynamic Multiphase Flow Simulator. 2021. <https://www.software.slb.com/products/olga>

не были изучены при проведении стендовых экспериментов. Для этого в симуляторе были созданы два варианта моделей-аналогов реального физического стенда (рис. 8), отличие которых заключается в различных типах узлов (Internal node – имеет конечный объем, Junction node – имеет нулевой объем), где происходит разделение общего газожидкостного потока в эксплуатационной колонне на два разных потока:

- поток в затрубном пространстве над приемной сеткой;
- поток, направляющийся в насос.

На рис. 8 представлена схема модели физического стенда для исследования естественной сепарации в симуляторе OLGA. Цифрами отмечены характерные элементы модели:

1. Устье модели скважины (насосно-компрессорных труб – Tubing и затрубного пространства – Annulus).

2. УЭЦН: ESP – модель насоса; ESP_CONTROL – модель станции управления.

3. Модуль, отвечающий за расчет накопленного коэффициента естественной сепарации газа, состоящий из двух трансмиттеров, измеряющих накопленную добычу газа ACCQGST через приемное устройство и через затрубное пространство, а также алгебраического контроллера Ksep_accumulated с расчетной формулой. Данный модуль необходим в случаях нестабильной работы системы, когда мгновенный K_{ec} неудобен для анализа.

4. Модуль, отвечающий за расчет мгновенного коэффициента естественной сепарации газа, состоящий из двух трансмиттеров, измеряющих мгновенные дебиты газа QG через приемное устройство и через затрубное пространство, а также алгебраического контроллера Ksep_instant с расчетной формулой.

5. Модуль, отвечающий за расчет объемно-расходной доли свободного газа в газожидкостном потоке перед сепарацией, состоящий из двух трансмиттеров, измеряющих мгновенные дебиты жидкости QL и газа QG перед входом в приемное устройство (в верхней точке линии Wellbore), а также алгебраического контроллера Bg с расчетной формулой.

6. Массовые источники воды и воздуха на забое модели скважины.

7. Два варианта узла разделения газожидкостного потока (Internal node и Junction node).

На рис. 9 и в табл. 3 представлены результаты замеров коэффициентов естественной сепарации, полученные в ходе стендовых экспериментов (замеры K_{ec}), а также результаты трех вариантов расчетов в ПО OLGA:

1. Расчеты с использованием Junction node;
2. Расчеты с использованием Internal node с автоматически рассчитываемым объемом (корректировка объема Internal node не привела к улучшению сходимости расчета и эксперимента);
3. Расчеты с использованием Internal node с автоматически рассчитываемым объемом + Настройка коэффициента естественной сепарации с использованием системы дополнительного перепуска газа.

Результаты расчета довольно сильно зависят от объемно-расходной доли свободного газа β_2 в газожидкостном потоке в околоприемной области межтрубного пространства расчетной модели, поэтому результаты моделирования также настраивались на соответствие экспериментальных и расчетных значений β_2 (получены относительные погрешности не более 3.3%). Расчет β_2 проводился при помощи блока 5, отмеченного на рис. 8.

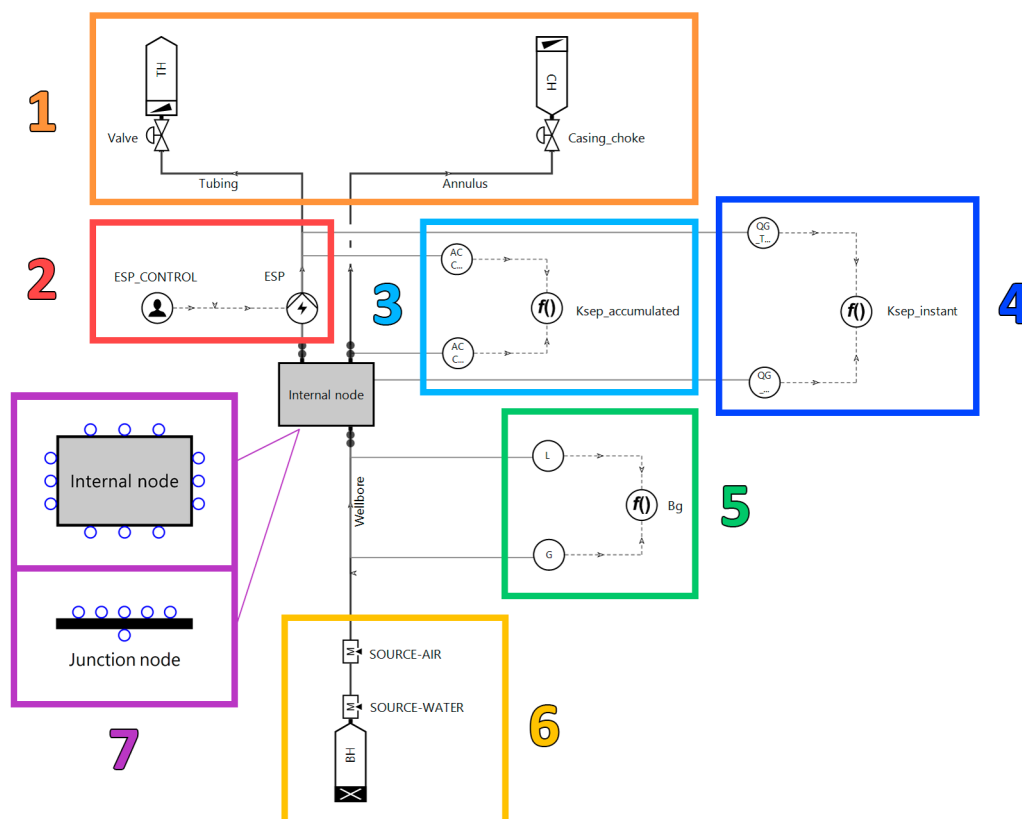


Рис. 8. Модель физического стенда для исследования экспериментальных режимов в симуляторе OLGA (описание цифровых обозначений рисунка представлено в тексте статьи)

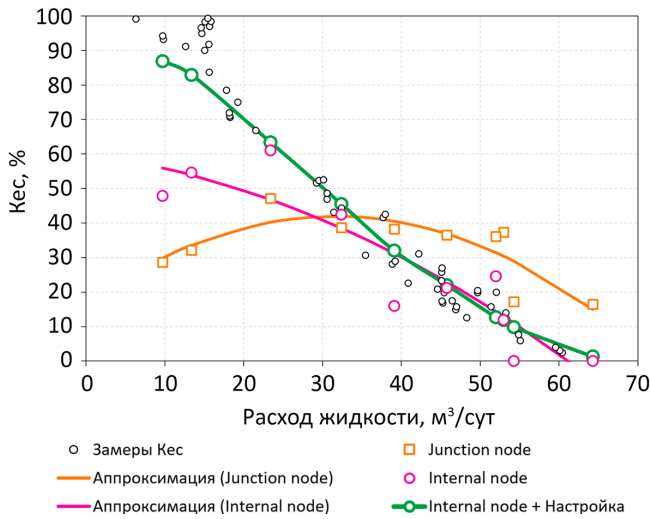


Рис. 9. Различные варианты расчета K_{ec} в симуляторе OLGA

В табл. 3 также представлены расчеты относительных погрешностей для трех наборов расчетных значений K_{ec} ($\delta_{K_{ec}}$, %) и β_2 (δ_{β_2} , %) относительно экспериментальных данных (формулы (4) и (5)).

$$\delta_{K_{ec}}^i = \frac{|K_{ec}^{2i} - K_{ec}^{Pi}|}{K_{ec}^{2i}} \cdot 100\%, \tag{4}$$

$$\delta_{\beta_2}^i = \frac{|\beta_2^{2i} - \beta_2^{Pi}|}{\beta_2^{2i}} \cdot 100\%, \tag{5}$$

где $\delta_{K_{ec}}^i$ – относительная погрешность для коэффициентов естественной сепарации, %; $\delta_{\beta_2}^i$ – относительная погрешность для объемно-расходной доли свободного газа до сепарации, %; K_{ec}^{2i} – коэффициент естественной сепарации из эксперимента для i -ого режима, %; K_{ec}^{Pi} – коэффициент естественной сепарации из расчета OLGA для i -ого режима, %; β_2^{2i} – объемно-расходная доля свободного газа до сепарации из эксперимента для i -ого режима, %; β_2^{Pi} – объемно-расходная доля свободного газа до сепарации из расчета OLGA для i -ого режима, %.

Расчеты, полученные на модели с Junction node, имеют худшую сходимость из всех полученных результатов.

Расчетные точки, полученные с Internal node без настройки, показывают достаточно хорошую сходимость с экспериментами при расходах жидкости > 20 м³/сут. При уменьшении дебитов жидкости менее 20 м³/сут наблюдаются значительные расхождения расчетных и фактических K_{ec} (35–45%).

В работах (Иванов и др., 2024b; Yushchenko et al., 2024) представлен математический подход, предназначенный для настройки процесса сепарации в нестационарном симуляторе OLGA. Данный подход подразумевает задание на вход расчета значения K_{ec} , которое предварительно должно оцениваться при помощи аналитических методик. Предложенный метод может быть использован как для настройки общей сепарации при наличии в составе УЭЦН газового сепаратора, так и для настройки процесса естественной сепарации газа. На рис. 9 результаты расчетов с использованием данного подхода (Internal node + Настройка) характеризуются лучшей сходимостью с экспериментом. Дальнейшие расчеты проводились при использовании данного способа настройки.

Для понимания физики происходящих в затрубном пространстве нестационарных процессов, в модели OLGA были проведены расчеты с малым шагом вывода графических данных. Для вывода данных в симуляторе был выбран шаг вывода точек 0.1 с, аналогичный шагу обработки видеофайлов, для сопоставления рассчитанной динамики K_{ec} с динамикой, определенной по видео. На рис. 10 представлено сравнение мгновенных коэффициентов естественной сепарации газа, полученных в результате расчета в симуляторе (Internal node + Настройка) и при помощи обработки видеофайлов, для режимов 1-BB и 3-BB. Рассчитанная динамика коэффициента ЕС на модели близка к динамике, полученной из видеофайлов, что позволяет проводить дальнейший анализ расчетов.

На рис. 11 представлена динамика мгновенной подачи насоса по жидкости (в рабочих условиях) и мгновенных коэффициентов естественной сепарации для режимов 1-BB и 3-BB. Наблюдаются колебания мгновенных расходов жидкости через насос: для режима 1-BB – от 53.9 до 55.7 м³/сут (среднее значение 54.3 м³/сут); для режима 3-BB – от 51.2 до 54.2 м³/сут (среднее значение 52 м³/сут).

№ режима	Эксперимент		Internal node				Internal node + Настройка				Junction node			
	β_2 , %	K_{ec} , %	β_2 , %	δ_{β_2} , %	K_{ec} , %	$\delta_{K_{ec}}$, %	β_2 , %	δ_{β_2} , %	K_{ec} , %	$\delta_{K_{ec}}$, %	β_2 , %	δ_{β_2} , %	K_{ec} , %	$\delta_{K_{ec}}$, %
1	15.8	1.0	16.1	1.9	0	-	16.2	2.5	1.2	20.0	16.2	2.5	16.5	1550.0
2	25.1	9.5	24.6	2.0	0	-	25.6	2.0	9.8	3.2	24.7	1.6	17.2	81.1
3	30.0	11.0	31.0	3.3	11.8	7.3	29.6	1.3	11.9	8.2	31.0	3.3	37.3	239.1
4	35.4	12.5	36.3	2.5	24.5	96.0	34.5	2.5	12.7	1.6	36.1	2.0	36.1	188.8
5	39.2	21.5	39.9	1.8	21.2	1.4	38.9	0.8	22.0	2.3	39.2	0.0	36.5	69.8
6	44.7	32.5	45.3	1.3	15.9	51.1	44.4	0.7	32.0	1.5	45.2	1.1	38.2	17.5
7	80.0	45.0	78.8	1.5	42.4	5.8	79.6	0.5	45.5	1.1	78.9	1.4	38.6	14.2
8	58.0	66.0	59.1	1.9	61.0	7.6	57.0	1.7	63.4	3.9	57.6	0.7	47.1	28.6
9	70.9	92.0	70.8	0.1	54.6	40.7	69.5	2.0	82.9	9.9	70.8	0.1	32.1	65.1
10	66.5	99.0	66.0	0.8	47.8	51.7	66.1	0.6	86.9	12.2	65.6	1.4	28.6	71.1
Средняя δ, %				1.7		32.7		1.5		6.4		1.4		232.5

Табл. 3. Сравнение экспериментально-замеренных и расчетных данных

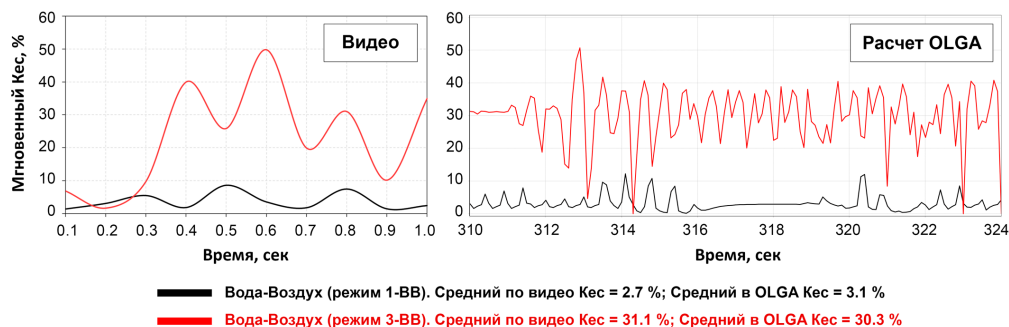


Рис. 10. Сравнение мгновенных K_{ec} , определенных при помощи видео и рассчитанных в OLGA

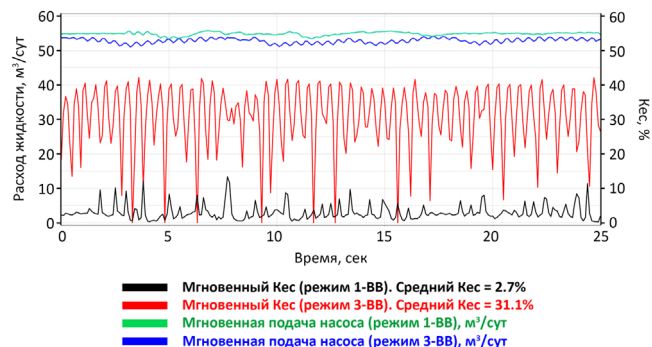


Рис. 11. Динамика мгновенных коэффициентов естественной сепарации и расходов жидкости через насос для режимов 1-BB и 3-BB, рассчитанных в симуляторе OLGA

Как указывалось ранее, для режима 1-BB характерна пузырьковая структура потока, а для режима 3-BB – пробковая, что определяет амплитуду колебаний мгновенной доли свободного газа в газожидкостном потоке перед входом в приемный модуль. Ввиду меньших значений остаточной объемно-расходной доли свободного газа в потоке, перекачиваемом насосом, для режима 1-BB ($\beta_z^{ост} \sim 24.5\%$) по сравнению с режимом 3-BB ($\beta_z^{ост} \sim 27.5\%$) на 3–4%, а также ввиду более стабильного во времени расхода газа, заходящего в насос, мгновенная подача насоса по жидкости для режима 1-BB также более стабильна во времени.

При мгновенном уменьшении подачи насоса по жидкости меньше среднего значения часть жидкости, поступающей в модель скважины, уходит в затрубное пространство, тем самым облегчая процесс сепарации газа. В момент мгновенного увеличения расхода жидкости через насос больше среднего значения происходит откачка части жидкости из затрубного пространства над насосом, что усложняет сепарацию газа. На рис. 12 показаны мгновенные значения приведенной скорости газа в затрубном пространстве над насосом. Для режима 3-BB характерны значительные колебания скорости газа, с достижением отрицательных значений (поток газа направлен вниз к приемной сетке), что говорит о периодическом возникновении режима «нулевой сепарации», когда нисходящая скорость жидкости в затрубном пространстве настолько велика, что весь газ увлекается нисходящим потоком в приемный модуль. Это может объяснять отмеченные при обработке видеофрагментов процессы, связанные с периодическим возвратом пузырьков газа сверху из затрубного пространства в околоприемную область.

На рис. 13 представлена динамика колебаний мгновенных значений K_{ec} , расхода жидкости через насос $q_{жс}$ и остаточного объемно-расходного содержания свободного газа в насосе $\beta_z^{ост}$ после сепарации для режима 6-BB (с пробково-эмульсионной структурой потока), рассчитанного в симуляторе. Наблюдается пульсационный характер работы насоса. Для данного режима характерны значительные колебания K_{ec} , что приводит к изменению во времени остаточного объемно-расходного содержания свободного газа в потоке, заходящем в насос. Периодически наблюдается



Рис. 12. Динамика скоростей газа и жидкости в затрубном пространстве над входом в приемный модуль для режимов 1-BB и 3-BB, рассчитанных в симуляторе OLGA³

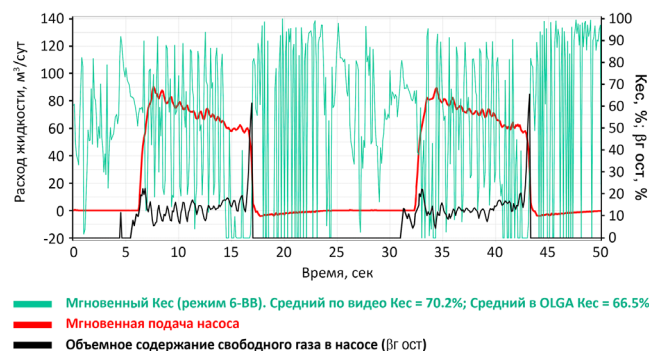


Рис. 13. Динамика колебаний мгновенных значений K_{ec} , расхода жидкости через насос $q_{жс}$ и остаточного объемно-расходного содержания свободного газа в насосе $\beta_z^{ост}$ для режима 6-BB, рассчитанного в симуляторе OLGA (изменение коэффициента естественной сепарации, рассчитанного в симуляторе OLGA, соответствует допущениям расчетной модели, а также теоретическим основам сепарационных процессов на приеме ГНО для условно-осевого и условно-радиального входа в приемное устройство, изложенным в книге Мищенко И.Т. (2003).)

³На рис. 11 и 12 представлены различные временные отрезки для большей наглядности демонстрационных данных

превышение критического значения объемно-расходной доли свободного газа в насосе ($\beta_2^{ост} > \beta_2^{ост.крит}$; $\beta_2^{ост.} \sim 60 \div 65\%$), что приводит к кратковременному режиму «срыва подачи».

Обсуждение результатов

Подобное поведение (рис. 13) может наблюдаться на реальных скважинах с повышенным содержанием свободного газа у приема УЭЦН. В работе (Bedrin et al., 2008) представлен анализ фактической работы скважин с различными технологиями, обеспечивающими работу ЭЦН с избыточным содержанием свободного газа за счет наличия в компоновке специального предвключенного устройства или специальной конструкции рабочих органов насоса. На рис. 14 представлена полученная посредством испытаний с использованием многофазного расходомера фактическая динамика технологических показателей (газовый фактор, дебиты жидкости, нефти и газа) скважины с УЭЦН в одном из исполнений для обеспечения работы при большом содержании свободного газа на приеме насоса. Пример на рис. 14 схож с экспериментальным режимом 6-BB по значению параметра объемно-расходное содержание свободного газа в потоке у входа в приемный модуль до сепарации ($\beta_2 \approx 60\%$). Наблюдаются значительные колебания технологических показателей скважины за малые периоды времени (< 15 минут). Авторы статьи (Bedrin et al., 2008) также связывают данную нестабильность с кратковременными превышениями критического содержания газа в насосе в процессе работы и со структурой течения многофазной смеси в насосе и скважине (снарядная и эмульсионная структуры потока). Подобные колебания технологических показателей сопровождаются характерными колебаниями тока электродвигателя – «токовой пилой».

Стоит отметить, что большинство существующих аналитических методик расчета K_{ec} , представленных в табл. 1, являются стационарными. Это означает, что они способны определять лишь среднее значение коэффициента естественной сепарации газа за достаточно длительный интервал времени, ввиду того, что данные методики настраивались на накопленные значения K_{ec} , полученные в ходе различных исследований. При этом для воспроизведения динамики, показанной на рис.

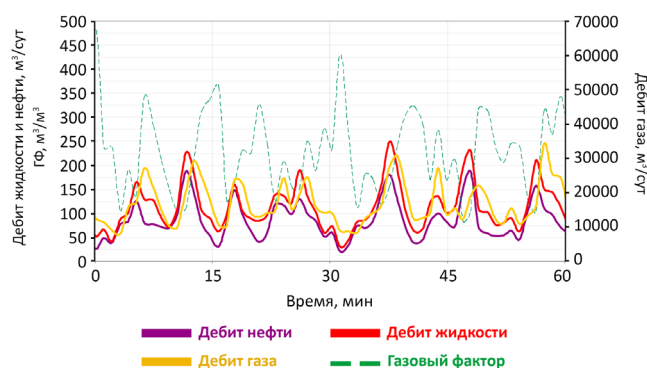


Рис. 14. Пример изменения во времени газового фактора, дебитов нефти, жидкости и газа на скважине при работе погружного оборудования с большим объемно-расходным содержанием свободного газа на приеме насоса (около 60%) по данным (Bedrin et al., 2008)

13 и рис. 14, в аналитических методиках расчета K_{ec} необходим учет нестационарных особенностей процесса естественной сепарации газа (рис. 5, рис. 6) и связанных с этим особенностей пульсационной работы насоса, описанных в данной статье.

На основании сравнения результатов стендовых экспериментов и численного моделирования в симуляторе OLGA можно сделать следующие выводы:

1.1 Постоянные режимы работы УЭЦН с пузырьковой или пробковой структурой газожидкостного потока на входе в приемный модуль можно считать «квазистационарными» на длительных интервалах времени.

1.2 При рассмотрении малых временных промежутков (<1 с) работа всей системы является нестационарной. Мгновенные коэффициенты естественной сепарации газа при пробково-эмульсионной структуре потока могут колебаться в значительных диапазонах значений (на примере моделирования режима 6-BB), что может влиять на мгновенные характеристики работы УЭЦН и приводить к пульсационному характеру работы насоса.

2.1 Использование Junction node для расчета естественной сепарации в симуляторе OLGA дает значительные расхождения с экспериментальными данными.

2.2 Эффективность естественной сепарации, рассчитываемая в симуляторе OLGA с использованием Internal node без настройки, имеет хорошую сходимость с экспериментальными данными при дебитах жидкости более 20 м³/сут, однако при меньших дебитах жидкости наблюдаются существенные расхождения с экспериментом.

2.3 Для настройки процесса сепарации (естественной или общей с учетом наличия газового сепаратора) в модели скважины с УЭЦН в симуляторе OLGA рекомендовано использовать подход, использованный в настоящей статье и подробно описанный в работах (Иванов и др., 2024b; Yushchenko et al., 2024). Такой подход показывает лучшую сходимость расчетов с экспериментальными данными в исследованных диапазонах технологических параметров, однако требует предварительных расчетов по аналитическим методикам, которые на данный момент нуждаются в настройке на экспериментальные данные в неизученных диапазонах различных параметров.

Заключение

1. На основе обзора и анализа научной литературы систематизирован большой объем знаний о процессе естественной сепарации газа в скважинах, оборудованных УЭЦН. В результате выявлены факторы, которые необходимо дополнительно разносторонне исследовать, во-первых, для детального понимания физики процесса естественной сепарации газа в затрубное пространство у приема ГНО с условно-радиальным входом и, во-вторых, с целью повышения качества инженерных расчетов режима работы скважины, оборудованной УЭЦН.

2. Выявлено, что процесс естественной сепарации газа является нестационарным на малых временных интервалах вне зависимости от режима эксплуатации скважины (постоянный или периодический).

3. Представлено описание нестационарности процесса естественной сепарации газа на основе визуализации процесса при помощи высокоскоростной видеосъемки околуприемной области модели скважины и объяснение

полученных эмпирических представлений путем моделирования процесса при постоянных режимах работы УЭЦН в динамическом симуляторе многофазного потока OLGA. Показаны ограничения и описаны рекомендации моделирования естественной сепарации в данном динамическом симуляторе.

Рекомендации для дальнейшего изучения процесса естественной сепарации газа в скважинах, оборудованных УЭЦН

1. В современных условиях развития отечественной нефтегазовой отрасли требуется создание прогрессивных методов прогнозирования работы скважин, оборудованных УЭЦН, в частности для учета нестационарных особенностей течения газожидкостных смесей при переходных процессах (вывод скважины на режим, периодические режимы эксплуатации, пульсационная работа УЭЦН и другие) необходимо создание нестационарной аналитической корреляции для расчета мгновенного коэффициента естественной сепарации газа, учитывающей наличие выборки пузырьков газа различных размеров и структуру газожидкостной смеси в условном объеме околуприемной области. Результаты исследований, представленные в настоящей работе, могут быть применены в научной среде при определении эффективности процесса сепарации газа в нестационарном режиме работы добывающей системы: «пласт-скважина-насос».

2. Актуальной является задача проведения численного гидродинамического моделирования (Computational Fluid Dynamics – CFD), позволяющего детально изучить процесс естественной сепарации газа, в том числе при периодических режимах работы УЭЦН с учетом структур потока газожидкостных смесей как у приема ГНО, так и непосредственно в рабочих элементах центробежного насоса. Результаты CFD моделирования являются с одной стороны хорошим инструментом для планирования и проведения стендовых и промышленных экспериментов, с другой – могут быть использованы для верификации физических экспериментов и определения влияния на K_{ec} требуемых исследуемых параметров в неохваченных диапазонах.

3. Необходимо проведение промышленных экспериментов в скважинах на различных режимах, с учетом измерений параметров, влияющих на определение коэффициента естественной сепарации газа, а также настройка аналитических корреляций на результаты промышленных исследований и планирование стендовых экспериментов для уточнения аналитических корреляций.

4. Научный интерес представляет задача проведения комплексных стендовых экспериментов в ранее неизученных диапазонах технологических, геометрических и физико-химических параметров системы: «пласт-скважина-насос» для настройки аналитических корреляций расчета относительной скорости газа в газожидкостном потоке; расчета коэффициента естественной сепарации газа; создания базы данных технологических режимов работы околуприемного пространства в модели скважины; фиксации размеров газовых пузырьков, необходимых для настройки аналитической корреляции расчета относительной скорости газа; исследование условий естественной сепарации газа при движении в околуприемном пространстве

скважины многокомпонентной газожидкостной смеси с содержанием твердых частиц различной природы.

Дополнительные материалы

В приложении: покадровая динамика колебания скорости пузырьков газа при появлении в кадре газовой пробки для режима 3-BB; покадровая динамика движения пузырьков газа, вернувшихся из затрубного пространства, для режима 6-BB.

Литература

- Брилл Д.П., Мукарджи Х. (2006). Многофазный поток в скважинах. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 384 с.
- Волков М.Г. (2016). Методика расчёта коэффициента естественной сепарации в процессе освоения нефтедобывающей скважины. *Нефтегазовое дело*, 14(4), с. 45–49. <https://ngdelo.ru/files/ngdelo/2016/4/ngdelo-4-2016-p45-49.pdf>
- Горидько К.А. (2023). Влияние изменяющихся свойств газожидкостной смеси по длине насоса на характеристики погружной электроцентробежной насосной установки. Диссертация канд. техн. наук. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.
- Дроздов А.Н. (1983). Разработка методики расчета характеристики погружного центробежного насоса при эксплуатации скважин с низкими давлениями у входа в насос. Диссертация канд. техн. наук. МИНХ и ГПИ им. И.М. Губкина.
- Иванов В.А., Вербицкий В.С., Хабибуллин Р.А., Горидько К.А., Никонов Е.И. (2024а). Экспериментальные исследования естественной сепарации на приеме погружного электроцентробежного насоса. *Нефтегаз.RU*, (152), с. 78–84.
- Иванов В.А., Хабибуллин Р.А., Ющенко Т.С., Дёмин Е.В., Вербицкий В.С. (2024б). Разработка динамической модели скважины в режиме периодического кратковременного включения погружного электроцентробежного насоса. Москва: РГУ, 89 с.
- Лиссук М. (2001). Разработка методики расчета давления на приеме погружного электроцентробежного насоса. Диссертация канд. техн. наук. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.
- Ляпков П.Д., Гуревич А.С. (1973). Об относительной скорости газовой фазы в стволе скважины перед входом в глубинный насос. *Нефтепромысловое дело*, 8, с. 6–10.
- Ляпков П.Д. (1987). Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. Москва: МИНГ, 71 с.
- Мищенко И.Т., Гуревич А.С. (1969). Сепарация газа у приема погружного центробежного насоса. *Нефтепромысловое дело*, 3, с. 7–10.
- Мищенко И.Т., Гуревич А.С. (1970). Сепарация газа у приема погружного оборудования, работающего в нефтяной скважине. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 52–56.
- Мищенко И.Т. (2003). Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 816 с.
- Пашали А.А. (2011). Алгоритмы и математические модели оптимизации режимов работы скважин в условиях высокого газового фактора: Диссертация канд. техн. наук. Уфимский государственный нефтяной технический университет.
- Пашали А.А., Зейтман Ю.В. (2022). К вопросу повышения эффективности естественной сепарации газа в нефтяных скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 94–97. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-5-94-97>
- Уразаков К.Р., Тугунов П.М., Алиматов Ш.А. (2021). Моделирование течения газожидкостного потока на приеме электроцентробежных насосных установок с каркасно-проволочным фильтром. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(11), с. 68–77. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/11/2879>
- Alhanati F.J.S. (1993). Bottomhole Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installation. Ph.D. diss. The University of Tulsa.
- Bedrin V.G., Khasanov M.M., Khabibullin R.A., Krasnov V.A., Pashali A.A., Litvinenko K.V., Elichev V.A., Prado M. (2008). High GLR ESP Technologies Comparison, Field Test Results. SPE-117414-MS. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, Moscow, 16 p. <https://doi.org/10.2118/117414-MS>
- Elichev V.A., Khabibullin R.A., Krasnov V.A., Litvinenko K.V., Prado M.G. (2009). Performance Analysis of ESP Systems in High-GLR Wells: From Lab Experiments to Practical Field Applications. SPE-120628-MS. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 9 p. <https://doi.org/10.2118/120628-MS>

Ghauri W.K. (1980). Production Technology Experience in a Large Carbonate Waterflood, Denver Unit, Wasson San Andres Field. *Journal of Petroleum Technology*, 32(09), pp. 1493–1502. <https://doi.org/10.2118/8406-PA>

Harun A.F., Prado M.G., Serrano J.C., Doty D.R. (2000). A Simple Model To Predict Natural Gas Separation Efficiency in Pumped Wells. SPE-63045-MS. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, 10 p. <https://doi.org/10.2118/63045-MS>

Harun A.F., Prado M.G., Serrano J.C., Doty D.R. (2001). A Mechanistic Model to Predict Natural Gas Separation Efficiency in Inclined Pumping Wells. SPE-67184-MS. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 9 p. <https://doi.org/10.2118/67184-MS>

Lackner G. (1997). The Effect of Viscosity on Downhole Gas Separation in a Rotary Gas Separator. *Ph.D. dissertation*. The University of Tulsa.

Lea J.F., Bearden J.L. (1982). Effect of Gaseous Fluids on Submersible Pump Performance. *Journal of Petroleum Technology*, 34(12), pp. 2922–2930. <https://doi.org/10.2118/9218-PA>

Liu B., Prado M.G. (2004). Modeling Downhole Natural Separation Using a Bubble Tracking Method. *ASME*, 8 p. <https://doi.org/10.1115/PVP2004-2844>

Marquez R., Prado M.G. (2003). A New Robust Model for Natural Separation Efficiency. SPE-80922-MS. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 11 p. <https://doi.org/10.2118/80922-MS>

Marquez R. (2004). Modeling Downhole Natural Separation. *Ph.D. dissertation*. The University of Tulsa.

Nikonov E.I., Verbitsky V.S., Goridko K.A., Shishulin V.A., Suleymanov M.A. (2024). The Study of Solid Particles Effect on the Gas Bubble Dispersion Dynamics of Complex Gas-Liquid Mixtures at the Intake Screen of Submersible Pump. *SOCAR Proceedings*, 2, pp. 61–70. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20240200967>

Okafor C.C., Verdin P.G., Hart P. (2021). CFD Investigation of Downhole Natural Gas Separation Efficiency in the Churn Flow Regime. SPE-204509-MS. *SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium*, Texas, 21 p. <https://doi.org/10.2118/204509-MS>

Okafor C.C., Verdin P.G. (2024). 3D computational fluid dynamics analysis of natural gas separation efficiency in multiphase pumping wells with heterogeneous flow regime. *Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics*, 18(1), 22 p. <https://doi.org/10.1080/19942060.2024.2395452>

Sambangi S.R. (1994). Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installation with Rotary Gas Separator. MSc thesis. The University of Tulsa.

Serrano J.C. (1999). Natural separation efficiency in electric submersible pump systems. MSc thesis. The University of Tulsa.

Shakirov A.M. (2011). An Accurate Model to Predict Natural Separation Efficiency based on Common Data. MEALF-00098. *Middle East Artificial Lift Forum*, Bahrain, 8 p.

Vieira S.C., Custodio D.A.S., Verde W.M., Biazussi J.L., de Castro M.S., Bannwart A.C. (2021). Experimental Investigation of Gas-Liquid Separation for Two-Phase Flow within Annular Duct of an ESP Skid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 29 p. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108130>

Yushchenko T.S., Demin E.V., Ivanov V.A., Khabibullin R.A., Volkov A.V. (2024). Case Studies and Operation Features of Transient Multiphase flow in low-flow wells with multistage fracturing and extended horizontal wellbore operated with ESP in PSA mode. *Petroleum Research*, 9(4), pp. 657–672. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.06.005>

Сведения об авторах

Владимир Анатольевич Иванов – аспирант кафедры Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект, д. 65, к. 1
e-mail: vladimirivf@yandex.ru

Владимир Сергеевич Вербицкий – кандидат тех. наук. Доцент кафедры Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект, д. 65, к. 1
e-mail: verbitsky_vs@gubkin.ru

Ринат Альфредович Хабибуллин – кандидат тех. наук. Доцент кафедры Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект, д. 65, к. 1
e-mail: khabibullin.ra@gubkin.ru

Кирилл Александрович Горидько – кандидат тех. наук. Эксперт Управления по физико-математическому моделированию в цифровых системах, ООО «РН-Технологии»

Россия, 119607, Москва, Раменский бульвар, д. 1
e-mail: kagoridko2@rn-t.ru

Евгений Игоревич Никонов – старший инженер по подбору оборудования, Лех

Виомичаники Зони Анатоликоу, Агиа Варвара, 8501, Пафос, Кипр
e-mail: nikonov_ei@mail.ru

Статья поступила в редакцию 15.12.2024;

Принята к публикации 21.04.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Investigation of Gas Natural Separation Process Unsteady Features by Means of an Experimental Rig and Mathematical Modeling

V.A. Ivanov^{1*}, V.S. Verbitsky¹, R.A. Khabibullin¹, K.A. Goridko², E.I. Nikonov³

¹National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russian Federation

²RN-Technologies LLC, Moscow, Russian Federation

³Lex, Paphos, Cyprus

*Corresponding author: Vladimir Anatolievich Ivanov, e-mail: vladimirivf@yandex.ru

Abstract. Natural gas separation is an important process in wells equipped with electric submersible pumps (ESP) that affects the efficiency of the «wellbore-pump-tubing» system. Nowadays, the amount of knowledge about this process requires critical analysis and further improvement. The paper presents the results of studying the unsteady features of the process of separation of gas bubbles into the annular space in

the near-intake domain of the well model with conditionally radial inlet. The results of the experimental bench tests, as well as the results of numerical simulation in dynamic multiphase flow simulator are analyzed. The experiments were carried out on a test rig with the inner diameter of the casing model 80 mm and the outer diameter of the intake module 64 mm, taking into account the possibility of measuring liquid and

gas flow rates, as well as high-speed video recording of the processes occurring in the near-intake domain of the well model. Unsteady features of gas-liquid mixtures flow with the help of video frames in the near-intake domain for model mixtures “Water-Air” and “Water-Surfactant-Air” are shown. It is revealed that at small time intervals (<1 s) the regimes with slug-churn flow patterns are characterized by significant nonstationarity. The results of numerical simulation indicate that such unsteady behavior can lead to oscillatory operation of the well and ESP.

On the basis of critical analysis of the obtained research results the following promising directions are formulated: a study of theoretical basis of separation in the near-intake domain of a well; field and bench experiments; a numerical modeling of natural gas separation into the annular space of a well equipped with ESP.

Keywords: natural separation of gas, electric submersible pump, oil well, experimental research, multiphase flow, gas-liquid mixture, multiphase flow regime, transient process

Recommended citation: Ivanov V.A., Verbitsky V.S., Khabibullin R.A., Goridko K.A., Nikonov E.I. (2025). Investigation of Gas Natural Separation Process Unsteady Features by Means of an Experimental Rig and Mathematical Modeling. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 216–234. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.1>

References

- Alhanati F.J.S. (1993). Bottomhole Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installation. Ph.D. dissertation. The University of Tulsa.
- Bedrin V.G., Khasanov M.M., Khabibullin R.A., Krasnov V.A., Pashali A.A., Litvinenko K.V., Elichev V.A., Prado M. (2008). High GLR ESP Technologies Comparison. Field Test Results. SPE-117414-MS. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, Moscow, 16 p. <https://doi.org/10.2118/117414-MS>
- Brill J.P., Mukherjee H. (2006). Multiphase Flow in Wells. Moscow-Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 384 p. (In Russ.)
- Drozhdov A.N. (1983). Development of a methodology for calculating the characteristic of a submersible centrifugal pump during operation of wells with low pressures at the pump inlet. Candidate of Technical Sciences dissertation. MINKH i GP im. I.M. Gubkina. (In Russ.)
- Elichev V.A., Khabibullin R.A., Krasnov V.A., Litvinenko K.V., Prado M.G. (2009). Performance Analysis of ESP Systems in High-GLR Wells: From Lab Experiments to Practical Field Applications. SPE-120628-MS. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 9 p. <https://doi.org/10.2118/120628-MS>
- Ghauri W.K. (1980). Production Technology Experience in a Large Carbonate Waterflood, Denver Unit, Wasson San Andres Field. *Journal of Petroleum Technology*, 32(09), pp. 1493–1502. <https://doi.org/10.2118/8406-PA>
- Goridko K.A. (2023). Influence of varying properties of gas-liquid mixture along the pump length on the characteristics of electric submersible pump system. Candidate of Technical Sciences dissertation. RGU nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina. 246 p. (In Russ.)
- Harun A.F., Prado M.G., Serrano J.C., Doty D.R. (2000). A Simple Model To Predict Natural Gas Separation Efficiency in Pumped Wells. SPE-63045-MS. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, 10 p. <https://doi.org/10.2118/63045-MS>
- Harun A.F., Prado M.G., Serrano J.C., Doty D.R. (2001). A Mechanistic Model to Predict Natural Gas Separation Efficiency in Inclined Pumping Wells. SPE-67184-MS. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 9 p. <https://doi.org/10.2118/67184-MS>
- Ivanov V.A., Khabibullin R.A., Yushchenko T.S., Demin E.V., Verbitsky V.S. (2024b). Development of dynamic well model in short-term periodic mode of electric submersible pump operation. Teaching guide. Moscow: RGU, 89 p. (In Russ.)
- Ivanov V.A., Verbitsky V.S., Khabibullin R.A., Goridko K.A., Nikonov E.I. (2024a). Experimental studies of natural separation efficiency at the intake of electric submersible pump. *Neftegaz.RU*, 8(152), pp. 78–84. (In Russ.)
- Lackner G. (1997). The Effect of Viscosity on Downhole Gas Separation in a Rotary Gas Separator. Ph.D. dissertation. The University of Tulsa.
- Lea J.F., Bearden J.L. (1982). Effect of Gaseous Fluids on Submersible Pump Performance. *Journal of Petroleum Technology*, 34(12), pp. 2922–2930. <https://doi.org/10.2118/9218-PA>
- Lissuk M. (2001). Development of a methodology for calculating the pressure at the intake of an electric submersible pump. Candidate of Technical Sciences dissertation. RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina (In Russ.)
- Liu B., Prado M.G. (2004). Modeling Downhole Natural Separation Using a Bubble Tracking Method. *ASME*, 8 p. <https://doi.org/10.1115/PVP2004-2844>
- Lyapkov P.D. (1987). Selection of submersible centrifugal pump system for well. Teaching guide. Moscow: MING, 71 p. (In Russ.)
- Lyapkov P.D., Gurevich A.S. (1973). About the relative velocity of the gas phase in the wellbore before entering the downhole pump. *Neftepromyslovoe delo*, 8, pp. 6–10. (In Russ.)
- Marquez R., Prado M.G. (2003). A New Robust Model for Natural Separation Efficiency. SPE-80922-MS. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 11 p. <https://doi.org/10.2118/80922-MS>
- Marquez R. (2004). Modeling Downhole Natural Separation. Ph.D. dissertation. The University of Tulsa.
- Mischenko I.T. (2003). Borehole oil production: Textbook for universities. Moscow: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 816 p. (In Russ.)
- Mischenko I.T., Gurevich A.S. (1969). Gas separation at the intake of a submersible centrifugal pump. *Neftepromyslovoe delo*, 3, pp. 7–10. (In Russ.)
- Mischenko I.T., Gurevich A.S. (1970). Gas separation at the intake of submersible equipment operating in an oil well. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 3, pp. 52–56. (In Russ.)
- Nikonov E.I., Verbitsky V.S., Goridko K.A., Shishulin V.A., Suleymanov M.A. (2024). The Study of Solid Particles Effect on the Gas Bubble Dispersion Dynamics of Complex Gas-Liquid Mixtures at the Intake Screen of Submersible Pump. *SOCAR Proceedings*, 2, pp. 61–70. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20240200967>
- Okafor C.C., Verdin P.G., Hart P. (2021). CFD Investigation of Downhole Natural Gas Separation Efficiency in the Churn Flow Regime. SPE-204509-MS. *SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium*, Texas, 21 p. <https://doi.org/10.2118/204509-MS>
- Okafor C.C., Verdin P.G. (2024). 3D computational fluid dynamics analysis of natural gas separation efficiency in multiphase pumping wells with heterogeneous flow regime. *Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics*, 18(1), 22 p. <https://doi.org/10.1080/19942060.2024.2395452>
- Pashali A.A. (2011). Algorithms and mathematical models for optimization of well operation modes under high gas-oil ratios. Candidate of Technical Sciences dissertation. Ufimskiy gosudarstvennyy neftyanoy tekhnicheskoy universitet. (In Russ.)
- Pashali A.A., Zeygman Yu.V. (2022). Increasing Efficiency of Gas Natural Separation in Oil Production Wells Equipped by Electrical Submersible Pumps. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 5, pp. 94–97. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-5-94-97>
- Sambangi S.R. (1994). Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installation with Rotary Gas Separator. MSc thesis. The University of Tulsa.
- Serrano J.C. (1999). Natural separation efficiency in electric submersible pump systems. MSc thesis. The University of Tulsa.
- Shakirov A.M. (2011). An Accurate Model to Predict Natural Separation Efficiency based on Common Data. MEALF-00098. *Middle East Artificial Lift Forum*, Bahrain, 8 p.
- Urazakov K.R., Tugunov P.M., Alimetov Sh.A. (2021). Simulation of Gas-Liquid Flow at the Intake of Electric Centrifugal Pumping Units with Wire-Frame Filter. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 332(11), pp. 68–77. (In Russ.) <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/11/2879>
- Vieira S.C., Custodio D.A.S., Verde W.M., Biazussi J.L., de Castro M.S., Bannwart A.C. (2021). Experimental Investigation of Gas-Liquid Separation for Two-Phase Flow within Annular Duct of an ESP Skid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 29 p. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108130>
- Volkov M.G. (2016). The Methodology Calculation Natural Gas Separation Efficiency During Well Startup. *Neftegazovoe delo*, 14(4), pp. 45–49. (In Russ.) <https://ngdelo.ru/files/ngdelo/2016/4/ngdelo-4-2016-p45-49.pdf>

Yushchenko T.S., Demin E.V., Ivanov V.A., Khabibullin R.A., Volkov A.V. (2024). Case Studies and Operation Features of Transient Multiphase flow in low-flow wells with multistage fracturing and extended horizontal wellbore operated with ESP in PSA mode. *Petroleum Research*, 9(4), pp. 657–672. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.06.005>

About the Authors

Vladimir A. Ivanov – Postgraduate Student of Oil Field Development and Operation Department, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

65 Leninsky Prospekt, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: vladimirivf@yandex.ru

Vladimir S. Verbitsky – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor of Oil Field Development and Operation Department, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

65 Leninsky Prospekt, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: verbitsky_vs@gubkin.ru

Rinat A. Khabibullin – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor of Oil Field Development and Operation Department, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

65 Leninsky Prospekt, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: khabibullin.ra@gubkin.ru

Kirill A. Goridko – Cand. Sci. (Engineering), Expert of the Department of Physical and Mathematical Modeling in Digital Systems, RN-Technologies LLC

1 Ramensky Boulevard, Moscow, 119607, Russian Federation

e-mail: kagoridko2@rn-t.ru

Evgenii I. Nikonov – Sr. Application Engineer, Lex Viomichaniki Zoni Anatolikou, Agia Varvara, 8501, Paphos, Cyprus

e-mail: nikonov_ei@mail.ru

Manuscript received 15 December 2024;

Accepted 21 April 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)