

УДК 622.276

DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-1-3-14

Научная статья

EDN: CMOGXC

ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЗАМЕРОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.В. ДЕНИСОВ, А.Х. ШАХВЕРДИЕВРОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, МОСКВА, РФ*Original article*

FREQUENCY AND DURATION OF PRODUCTION INDICATOR MEASUREMENTS TO ENSURE THE RELIABILITY OF HYDROCARBON FIELD DEVELOPMENT FACILITY OPERATIONAL DATA

A.V. DENISOV, A.KH. SHAKHVERDIEV
RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING
UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO
ORDZHONIKIDZE, MOSCOW, RF

Периодичность и продолжительность замеров технологических параметров и показателей устанавливается с целью определения состояния и свойства системы во времени и используется в качестве количественной меры процесса. Большинство методов мониторинга и контроля технологических процессов нефтегазодобычи основаны на использовании динамических систем, представляющих собой временные ряды показателей разработки: дебитов жидкости, нефти, газа, обводненности добывающих скважин, приемистости нагнетательных скважин и прочих показателей и параметров. Степень надежности выводов и решений, принятых в результате анализа, в значительной степени зависит от точности замеров исходных данных и их интерпретации. Зачастую проблема получения достоверной промысловой информации приобретает первостепенное значение и может быть определяющей для успешного решения целого ряда задач по оценке эффективности и прогнозированию результатов различных технологических процессов в нефтегазодобыче [6, 16, 24, 29]. Для получения осредненных значений показателей разработки за определенный промежуток времени рассмотрены различные методы вычисления продолжительности индивидуальных измерений показателей разработки, обеспечивающих заданную точность оценки, а также способы обработки текущих технологических параметров на основе методов математической статистики и теории погрешностей [6, 24, 29]. Решение таких ключевых проблем как прорыв воды и газа к добывающим скважинам всецело зависит от достоверности, периодичности и продолжительности замеров и их интерпретации. Задача оперативного прогноза прорыва воды и газа успешно решается в работах [18–35] при наличии достоверных данных замеров.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: периодичность замеров, достоверность замеров, дебит жидкости, обводненность продукции, газовой фактор, прогноз показателей

The frequency and duration of process parameter and indicator measurements are established to determine the state and properties of a system over time and are used as a quantitative measure of the process. Most methods for monitoring and controlling oil and gas production processes are based on the use of dynamic systems representing time series of production indicators: liquid, oil, and gas flow rates, water cut in production wells, injection well injectivity, and other indicators and parameters. The reliability of the conclusions and decisions made as a result of the analysis largely depends on the accuracy of the initial data measurements and their interpretation. Obtaining reliable production information is often of paramount importance and can be crucial for successfully solving a number of problems related to assessing the efficiency and forecasting the results of various technological processes in oil and gas production [6, 16, 24, 29]. To obtain average values of development indicators over a certain period of time, various methods for calculating the duration of individual measurements of development indicators, ensuring a given assessment accuracy, as well as methods for processing current process parameters based on methods of mathematical statistics and error theory [6, 24, 29], have been considered. The solution to key problems such as water and gas breakthrough to production wells depends entirely on the reliability, frequency, and duration of measurements and their interpretation. The problem of operationally forecasting water and gas breakthrough is successfully solved in [18–35] with the availability of reliable measurement data.

KEY WORDS: frequency of measurements, reliability of measurements, liquid flow rate, water cut, gas factor, forecast of indicators

© А.В. Денисов, А.Х. Шахвердиев
Поступила в редакцию 30.01.2026

КРИТИЧЕСКИЙ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПЕРИОДИЧНОСТИ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ЗАМЕРОВ

Все хронометрические замеры и наблюдения за технологическими процессами, происходящими в системах нефтегазодобычи, осуществляются в различных масштабах времени: секунды, минуты, часы, сутки, месяцы, годы. Интерпретации результатов этих наблюдений, как правило, упрощаются и осредняются, тем самым решение проблемы подвергается необоснованному изменению, чаще всего это приводит к увеличению масштаба времени, и, как следствие, происходит потеря важнейшей информации о процессе [6, 24, 29].

Периодичность и продолжительность замеров технологических параметров и показателей устанавливаются с целью определения состояния и свойства системы во времени и используются в качестве количественной меры динамического процесса. Поэтому при наблюдениях и интерпретации результатов наблюдений не могут быть использованы временные интервалы, меньше или больше некоторых, объективных и достоверных. Масштаб времени, периодичность и продолжительность измерений технологических показателей процесса позволяют определить объективность и обоснованность замеров и параметров контроля [6, 24, 29].

При определении периодичности и продолжительности замеров необходимо учесть ряд особенностей разработки каждого объекта, проверить достоверность влияния воздействий на текущие технологические параметры разработки только на основании прямых промысловых экспериментов практически невозможно из-за необходимости проведения чрезвычайно большого числа специальных исследований.

Моделирование разработки месторождений углеводородов, основанное на использовании гидродинамических моделей, предполагает использование геологических и промысловых данных, интегральная погрешность которых может достигать 30%. Использование достоверных фактических данных по отборам и закачке флюидов в скважины позволяет уточнить фильтрационно-емкостные свойства моделируемых коллекторов, параметры вторичных и третичных методов добычи, а также точно настроить гидродинамическую модель для решения прогнозных задач.

В последнее время получили развитие оперативные методы контроля, основанные на анализе текущей промысловой информации, в основном дебитов добывающих и приемистостей нагнетательных скважин.

Большинство методов мониторинга и контроля технологических процессов нефтегазодобычи основаны на использовании динамических систем, представляющих собой временные ряды показателей разработки: дебитов жидкости, нефти, газа, обводненности добывающих скважин и приемистости нагнетательных

А.В. ДЕНИСОВ, А.Х. ШАХВЕРДИЕВ
ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЗАМЕРОВ
ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ДОСТОВЕРНОСТИ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ

скважин. Степень надежности выводов и решений, принятых в результате анализа, в значительной степени зависит от точности замеров исходных данных. В некоторых случаях проблема получения достоверной промысловой информации приобретает первостепенное значение и может быть определяющей для успешного решения целого ряда задач по оценке эффективности и прогнозированию результатов различных технологических процессов в нефтегазодобыче.

Для получения осредненных значений показателей разработки за определенный промежуток времени рассмотрены различные методы вычисления продолжительности индивидуальных измерений показателей разработки, обеспечивающих заданную точность оценки, а также способы обработки текущих технологических параметров на основе методов математической статистики и теории погрешностей.

Более точное определение периодичности и продолжительности замеров дебита жидкости позволяет в целом ряде случаев сократить время исследования скважин и пластов, необходимое для установления оптимального режима их работы.

В первую очередь необходимо уточнить актуальность и достоверность нормативно-методических требований к периодичности и продолжительности замеров промысловых показателей и параметров [3, 4, 7–9, 11].

Согласно РД 153-39.0-109-01 периодичность получения текущей промысловой информации для добывающих и нагнетательных скважин составляет [9]:

- приемистость нагнетательных скважин – 1 раз в месяц;
- дебит жидкости низкодебитных скважин (до 5 т/сут.) – 2 раза в месяц;
- дебит жидкости среднедебитных скважин (5–25 т/сут.) и высокодебитных скважин (более 25 т/сут.) – 1 раз в 7 дней, а для фонтанных – 1 раз в 3 дня;
- обводненность безводных (до 2%) и высокообводненных (более 90%) скважин – 2 раза в месяц;
- обводненность низко и среднеобводненных (от 2 до 90%) скважин – 1 раз в 7 дней.

После ввода в действие с 01.10.2023 г. новой редакции «Методических указаний по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений» [11] требования по периодичности замеров были скорректированы до 1 раза в месяц для дебита жидкости, обводненности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин на всех стадиях: пробной эксплуатации, разбуривания и максимальной (постоянной) добычи, падающей добычи.

Постановление Правительства РФ от 16 мая 2014 г. № 451 «Об утверждении Правил учета нефти» [8] устанавливает порядок учета нефти, включая сбор,

регистрацию, обобщение и документирование информации о ее количестве, в том числе для целей налогообложения. Для определения массы нетто нефти, добытой из скважины (группы скважин) в отчетный период, измерение количества нефтегазоводяной смеси и определение ее физико-химических свойств производятся с учетом времени работы скважины не реже 1 раза в месяц. Результаты измерения дебита скважины и определения содержания воды в нефтегазоводяной смеси (в процентах) принимаются в качестве постоянных величин на период до следующего измерения и определения не реже 1 раза в месяц. На основании данных эксплуатационного рапорта и массы нетто нефти, добытой в отчетный период, определяется масса нетто нефти, добытой по каждой скважине, составляется сводный месячный эксплуатационный рапорт, содержащий информацию о массе нетто нефти, добытой в отчетный период по каждой скважине, каждой залежи месторождения и по месторождению (участку недр) в целом.

Общие метрологические и технические рекомендации к прямым и косвенным измерениям количества (массы, объема) и других параметров извлеченных из недр нефти и попутного нефтяного газа на территории РФ содержатся в ГОСТ Р 8.1016–2022, согласно которым пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений составляют [3]:

- массы скважинной жидкости – не более $\pm 2,5\%$ (при вязкости нефти в пластовых условиях до 200 мПа·с) или не более $\pm 10\%$ (при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более);

- массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях): от 0 до 70% – не более $\pm 6\%$; свыше 70 до 95% – не более $\pm 15\%$; свыше 95% – не нормируется;

- объема свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям – не более $\pm 5\%$.

Замеры промысловых показателей проводят с использованием систем измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси, измерительных установок и средств измерений по лицензионным участкам, отдельным скважинам или группам скважин в непрерывном или периодическом режиме.

К современным средствам измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси относятся [1, 2, 5, 12–15]:

- модернизированные автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) Дельта, ОЗНА, Мера и прочие установки типа «Спутник»;

- многофазные расходомеры, предназначенные для динамических измерений расходов многофазного потока и его отдельных компонентов без предварительной сепарации, например РВГ-1 (АО «Росатом Нефтегазовые технологии»), Варг (ООО «НПК

«Лаплас»), Система-1 (ООО «БИС Инжиниринг» (г. Уфа), РМП (АО «ИПФ «СибНА»);

- поточные влагомеры для определения содержания воды в скважинной жидкости (ВСН-АТ, ВСН-2, ВМП, ПВСП-01, МПВ700, МПВ700ВС);

- лабораторные анализаторы для определения содержания воды в скважинной жидкости;

- датчики измерения плотности, вязкости, газосодержания нефти.

Тематике разработки и внедрения современных систем и средств измерения посвящено большое количество работ и материалов конференций по метрологии, потому этот вопрос выходит за рамки данной статьи. На сегодня не существует недорогого, универсального и надежного средства измерения массы нефти для всех диапазонов дебитов, обводненностей, газосодержаний, вязкостей. Представленные на российском рынке средства измерения могут характеризоваться высокой стоимостью (более 200 тыс. долл. США), иметь ограничения по наличию свободного газа в потоке, неопределенность замеров в зоне перехода эмульсий из состояния «вода в нефти» в состояние «нефть в воде», при этом ошибки измерений могут достигать более $\pm 50\%$.

Также необходимо учитывать сложившуюся многолетнюю промысловую практику определения количества добытой нефти по скважинам с использованием широко распространенных и продолжающих эксплуатироваться автоматических групповых замерных установок типа «Спутник» [1, 13].

Это косвенный способ определения дебита нефти с использованием объемного метода периодических измерений дебита жидкости по турбинному датчику «Тор» (относительная погрешность $\pm 2,5\%$) и периодических, определенных в лаборатории значений обводненности по отобранной с каждой добывающей скважины точечной пробе жидкости по формуле:

$$Q_H - Q_{Ж} (1 - \frac{W}{100}) \times \rho_H, \quad (1)$$

где Q_H – дебит нефти (т/сут), $Q_{Ж}$ – дебит жидкости (м³/сут), W – обводненность (%), ρ_H – плотность нефти в поверхностных условиях (т/м³).

Согласно нормативным документам 1981 г. периодичность измерения дебита жидкости АГЗУ «Спутник» составляла 2–10 раз в месяц, время измерения зависит от измеряемого дебита: 24 ч при < 20 м³/сут., 16 ч при $20 \div 35$ м³/сут., 10 ч. при $35 \div 60$ м³/сут., 6 ч при $60 \div 100$ м³/сут., 4 ч при > 100 м³/сут. Сегодня, при наличии современных средств измерения, периодичность измерения дебита жидкости составляет примерно 1 раз в сутки, что определяется в утвержденной методике недропользователя.

ГОСТ Р 8.880–2015 [4] устанавливает методики автоматического отбора проб сырой нефти из потока сырой нефти (нефтевогазовогазовой смеси) в трубопро-

воде на основе формирования объединенной пробы из набора точечных проб. Количество точечных проб при автоматическом отборе должно быть не менее 300, при ручном – может быть менее 300, что определяют при разработке методики отбора проб сырой нефти.

Данные периодических замеров дебитов жидкости и обводненности аккумулируются в ежесуточной отчетной форме «Шахматка» по каждой скважине, из которой рассчитываются средние за месяц значения дебитов жидкости и обводненности, по формуле (1) определяется дебит нефти, по которым формируются показатели месячного эксплуатационного рапорта МЭР. Необходимо отметить, что в нормативных документах отсутствует четкая процедура отбраковки некондиционных замеров и расчета показателей за месяц.

Несмотря на архаичность и многочисленную критику систем измерения типа АГЗУ «Спутник», данный способ продолжает существовать, хотя есть решения по модернизации измерительного оборудования, повышению точности замеров, дооснащению современными устройствами непрерывного измерения – многофазными расходомерами, влагомерами, массомерами.

В работе [2] представлено инновационное решение для промысловых измерений добычи флюидов в организации и цифровизации нефтегазодобывающего производства ИУ «Мера-MP.NOГ» разработки АО «ГМС Нефтемаш» на базе МФР NetOil&Gas с соответствующим программным обеспечением.

В работе [14] предлагается способ и устройство «ПОРТ» для отбора пробы вырезкой ее с полного поперечного сечения потока продукции скважины, показавший высокую достоверность отбираемых проб и точность определения обводненности, а также имеющий невысокую стоимость реализации. При этом минимальное абсолютное отклонение проб, отобранных "ПОРТ" от контрольных, составило 0,9%, а максимальное – 2,3%.

В работе [15] получен вывод о том, что основную долю в отклонение представительности пробы сырой нефти, полученной с помощью стандартного пробоотборника, вносит методика отбора. А именно: проба сырой нефти должна быть объединенной, состоящей из набора точечных проб сырой нефти, отобранных из того объема, на который переносится результат состава объединенной пробы.

Таким образом, у нефтепользователя остается простор в выборе периодичности замеров от одного раза в месяц для выполнения требований нормативных документов по фиксации показателей разработки в эксплуатационном рапорте не реже 1 раза в месяц, до значений, определяемых минимальным временем продолжительности измерений современных измерительных устройств, например, если замер производить каждую секунду, получим свыше 2,6 млн замеров

А.В. ДЕНИСОВ, А.Х. ШАХВЕРДИЕВ
ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЗАМЕРОВ
ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ДОСТОВЕРНОСТИ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ

в месяц. Как известно, существуют три важные задачи использования данных замеров.

Первая задача – контроль и управление режимами работы фонда скважин, проведения геолого-технических мероприятий и воздействия на залежи и скважины технологиями ПНП и ИДН, а также оценки их технологической и экономической эффективности с целью выбора наиболее эффективных.

Вторая задача – формирование отчетного показателя добытой за месяц нефти и унификация показателей разработки, представленных в различных отчетных документах и формах. Необходимо отметить, что некоторые процессы, такие, как смена насосного оборудования и вывод его на режим, реакция добывающих скважин на закачку различных составов в нагнетательные скважины, происходят зачастую в течение нескольких суток. Соответственно в течение месяца может произойти множество событий, сопровождающихся изменением показателей разработки. Поэтому актуальной представляется задача обработки данных замеров, полученных в течение месяца, на предмет определения статистических показателей, а также наличия минимального количества замеров, достаточного для обеспечения необходимой точности в промысловых условиях.

И, наконец, третья важная задача, связанная с проблемой преждевременного прорыва воды и газа к добывающим скважинам из-за неустойчивости фронта вытеснения нефти водой. В работах [17–35] рассмотрено определение управляющего параметра динамического процесса заводнения при неустойчивости фронта вытеснения нефти водой. На основе исследования временных рядов показателей разработки установлено, что дискриминанты квадратичных полиномиальных динамических систем вполне точно определяют всевозможные особые точки и сингулярности динамического процесса. В свою очередь, решение обратных задач для подобных динамических систем позволяет разработать методику оперативного прогноза прорыва воды и газа к добывающим скважинам в условиях неустойчивости фронта вытеснения нефти водой. Поведение дискриминант по нефти, воде, газу позволяет заранее диагностировать скорый прорыв воды или газа, а использование данных ежесуточных замеров позволит увеличить оперативность принятия решений по регулированию режимов работы скважин.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ

Для исследования были выбраны 3 скважины, по которым имеются ежедневные за 31 день замеры дебитов жидкости и обводненности по данным базы «Шахматка»: высокодебитная скважина №1, низкодебитная скважина №2 и скважина №3 с изменяющимся дебитом жидкости (рис. 1).

Методами статистического анализа [10] для каждого ряда показателей дебита жидкости, обводнен-

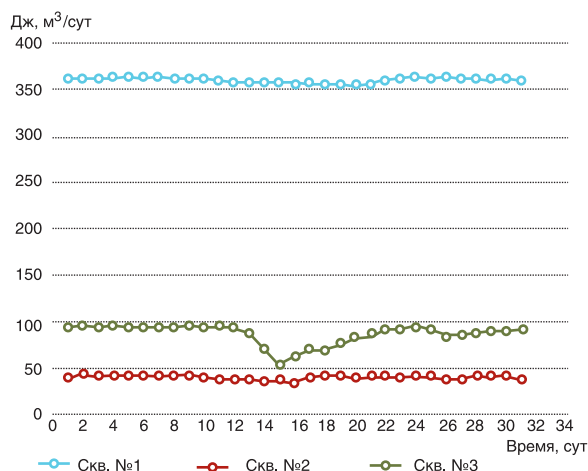


РИС. 1.

Данные ежесуточных замеров дебитов жидкости по 3 скважинам

ности определены средние значения, показатели дисперсии (σ^2), стандартного отклонения (σ), средней ошибки выборки (μ), при заданной значимости 0,05 (или вероятности 95%), определен коэффициент доверия Стьюдента (t), итоговое значение предельной ошибки (Δ) и относительная ошибка (δ). Результаты расчетов представлены в таблицах 1–3.

Затем по формуле (1) рассчитано значение дебита нефти Q_H , погрешность косвенного результата определения дебита нефти по формуле:

$$\Delta Q_H = \rho_H \times \sqrt{\left(\left(1 - \frac{W}{100}\right) \Delta Q_{\text{ж}}\right)^2 + \left(\left(\frac{Q_{\text{ж}}}{100}\right) \Delta W\right)^2}, \quad (2)$$

а также относительная погрешность определения дебита нефти по формуле:

$$\delta = \frac{\Delta Q_H}{Q_H} \times 100\%. \quad (3)$$

Проведенные расчеты показали, что на точность косвенного расчета дебита нефти за месяц по скважине влияют как абсолютные значения дебитов жидкости и обводненности, так и значения дисперсии этих параметров. Стабильность замеров в течение месяца, которая характеризуется низкой дисперсией, высокое значение дебита жидкости, высокая доля нефти в добываемой продукции приводят к снижению относительной погрешности. Снижение количества измеряемого параметра – нефти при обводненности более 95% – ведет к резкому росту относительной погрешности.

Дополнительно для скважины 3 с большим значением дисперсии дебита жидкости были рассчитаны показатели статистической погрешности косвенного определения дебита нефти при снижении количества замеров обводненности до 16, 8, 4 раз в месяц. Как видно из графика рис. 2, при обводнен-

ности 10÷70% все варианты за исключением варианта с 4 замерами обводненности в месяц не выходят за границы относительной погрешности 6%, определенной ГОСТ Р 8.1016–2022. В диапазоне обводненности 70÷95% замеры 4 и 8 раз в месяц выходят за границы относительной погрешности 15%, определенной ГОСТ Р 8.1016–2022. При значениях обводненности больше 95% происходит резкий рост относительной погрешности для всех вариантов замеров: 95% – для 4 раз в месяц, 50% – для 8 раз в месяц, 30% – для 16 раз в месяц. Это согласуется с положением ГОСТ Р 8.1016–2022 в части невозможности нормирования значений относительной погрешности определения массы нефти при обводненности более 95%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Задача получения одного значения показателя дебита нефти для формирования базы данных МЭР формально может быть обеспечена одним замером в месяц с относительной погрешностью, регламентированной ГОСТ Р 8.1016–2022, который допускает любую погрешность при обводненности более 95%.

За многие годы сложилась определенная промысловая практика расчета дебита нефти для передачи в МЭР через косвенное определение по среднему за месяц значению объемного дебита жидкости и среднему за месяц значению обводненности, при этом значения статистической погрешности не определяют. В течение месяца обычно замеряют 15–30 значений дебита и 4–7 значений обводненности, часть из которых могут быть признаны некондиционными.

Проведенные расчеты показали, что использование 4 замеров обводненности зачастую недостаточно для достоверного определения дебита нефти. При обводненности более 95% минимальное количество замеров должно быть 16. На точность косвенного расчета дебита нефти за месяц по скважине влияют как абсолютные значения дебитов жидкости и обводненности, так и значения дисперсии этих параметров.

Второе направление использования данных замеров входит в задачи контроля и управления режимами работы фонда скважин, проведения геологических мероприятий и обработок скважин технологиями ПНП и ИДН, а также оценки их технологической эффективности. Здесь периодичность замеров определяется скоростью изменения технологических параметров, оперативностью принятия решений и возможностями систем измерения. В любом случае ежесуточный замер промысловых показателей является требованием времени и соответствует задачам цифровизации нефтегазовой отрасли.

Использование ежесуточных данных о добыче нефти и воды в новой методике оперативного прогнозирования прорыва воды и газа к добывающим скважинам в условиях неустойчивости фронта вытесне-

ТАБЛИЦА 1.

Данные замеров и результаты расчетов по скв. 1

Время, сут	Qн_1, м³/сут	W, %	W-2,5, %	W-27,5, %	W-47,5, %	W-67,5, %	W-87,5, %	W*, %
1	362,4	96	93,5	68,5	48,5	28,5	8,5	
2	363,6	95,7	93,2	68,2	48,2	28,2	8,2	
3	363,2	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
4	363,6	97,1	94,6	69,6	49,6	29,6	9,6	97,1
5	363	99	96,5	71,5	51,5	31,5	11,5	
6	364,2	97,6	95,1	70,1	50,1	30,1	10,1	
7	363,6	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
8	362,4	98,5	96,0	71,0	51,0	31,0	11,0	
9	362	96,4	93,9	68,9	48,9	28,9	8,9	96,4
10	360,4	97,8	95,3	70,3	50,3	30,3	10,3	
11	360	97	94,5	69,5	49,5	29,5	9,5	
12	359,4	99,1	96,6	71,6	51,6	31,6	11,6	
13	358,5	95,6	93,1	68,1	48,1	28,1	8,1	
14	358,4	98,2	95,7	70,7	50,7	30,7	10,7	
15	357,6	98,4	95,9	70,9	50,9	30,9	10,9	
16	356,8	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
17	356,4	98,6	96,1	71,1	51,1	31,1	11,1	98,6
18	356,4	98,8	96,3	71,3	51,3	31,3	11,3	
19	356,4	98,8	96,3	71,3	51,3	31,3	11,3	
20	354,6	93,1	90,6	65,6	45,6	25,6	5,6	
21	355,2	95	92,5	67,5	47,5	27,5	7,5	
22	359,4	97,3	94,8	69,8	49,8	29,8	9,8	
23	361,8	98,2	95,7	70,7	50,7	30,7	10,7	
24	363	98,3	95,8	70,8	50,8	30,8	10,8	
25	363,6	98,5	96,0	71,0	51,0	31,0	11,0	98,5
26	362,4	97,2	94,7	69,7	49,7	29,7	9,7	
27	362	99	96,5	71,5	51,5	31,5	11,5	
28	361,8	97,7	95,2	70,2	50,2	30,2	10,2	
29	361,2	98,3	95,8	70,8	50,8	30,8	10,8	
30	361,2	98,1	95,6	70,6	50,6	30,6	10,6	
31	361,2	97,2	94,7	69,7	49,7	29,7	9,7	
Среднее	360,5	97,6	95,1	70,1	50,1	30,1	10,1	97,7
Количество	31	31	31	31	31	31	31	4
Дисперсия σ^2	7,70	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,16
Станд.откл. σ	2,77	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,08
Ср.ош.выб. μ	0,51	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,62
Значимость	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Козф.доверия Стьюд_t	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	3,18
Предельная ошибка Δ , %	1,03	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	1,98
Относительная ошибка, %	0,29	0,51	0,53	0,72	1,00	1,67	4,98	2,03
Ср_знач- Δ	359,47	97,05	94,55	69,55	49,55	29,55	9,55	95,67
Ср_знач+ Δ	361,54	98,06	95,56	70,56	50,56	30,56	10,56	99,63
Косвенное определение дебита нефти по формуле (1)								
Средний дебит нефти, т		7,58	15,33	92,84	154,85	216,85	278,86	7,29
Предельная ошибка Δ , т		1,55	1,55	1,58	1,62	1,67	1,75	6,14
Относительная ошибка, %		20,49%	10,13%	1,70%	1,04%	0,77%	0,63%	84,33%
Ср_знач- Δ		6,03	13,78	91,26	153,23	215,18	277,11	1,14
Ср_знач+ Δ		9,13	16,89	94,42	156,46	218,53	280,61	13,43

ТАБЛИЦА 2.

Данные замеров и результаты расчетов по скв. 2

Время, сут	Qн_2, м³/сут	W, %	W-2,5, %	W-27,5, %	W-47,5, %	W-67,5, %	W-87,5, %	W*, %
1	40,2	96	93,5	68,5	48,5	28,5	8,5	
2	43,2	95,7	93,2	68,2	48,2	28,2	8,2	
3	42	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
4	42	97,1	94,6	69,6	49,6	29,6	9,6	97,1
5	41,4	99	96,5	71,5	51,5	31,5	11,5	
6	42	97,6	95,1	70,1	50,1	30,1	10,1	
7	41,4	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
8	42,6	98,5	96,0	71,0	51,0	31,0	11,0	
9	43,2	96,4	93,9	68,9	48,9	28,9	8,9	96,4
10	41,2	97,8	95,3	70,3	50,3	30,3	10,3	
11	39,6	97	94,5	69,5	49,5	29,5	9,5	
12	37,8	99,1	96,6	71,6	51,6	31,6	11,6	
13	39,2	95,6	93,1	68,1	48,1	28,1	8,1	
14	36	98,2	95,7	70,7	50,7	30,7	10,7	
15	37,2	98,4	95,9	70,9	50,9	30,9	10,9	
16	34,2	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
17	39,6	98,6	96,1	71,1	51,1	31,1	11,1	98,6
18	42	98,8	96,3	71,3	51,3	31,3	11,3	
19	42	98,8	96,3	71,3	51,3	31,3	11,3	
20	40,2	93,1	90,6	65,6	45,6	25,6	5,6	
21	42	95	92,5	67,5	47,5	27,5	7,5	
22	40,8	97,3	94,8	69,8	49,8	29,8	9,8	
23	40	98,2	95,7	70,7	50,7	30,7	10,7	
24	41,1	98,3	95,8	70,8	50,8	30,8	10,8	
25	40,8	98,5	96,0	71,0	51,0	31,0	11,0	98,5
26	38	97,2	94,7	69,7	49,7	29,7	9,7	
27	38	99	96,5	71,5	51,5	31,5	11,5	
28	40,8	97,7	95,2	70,2	50,2	30,2	10,2	
29	40,8	98,3	95,8	70,8	50,8	30,8	10,8	
30	41,6	98,1	95,6	70,6	50,6	30,6	10,6	
31	38,8	97,2	94,7	69,7	49,7	29,7	9,7	
Среднее	40,3	97,6	95,1	70,1	50,1	30,1	10,1	97,7
Количество	31	31	31	31	31	31	31	4
Дисперсия σ^2	4,28	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,16
Станд.откл. σ	2,07	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,08
Ср.ош.выб. μ	0,38	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,62
Значимость	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Козф.доверия Стьюд_t	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	3,18
Предельная ошибка Δ , %	0,77	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	1,98
Относительная ошибка, %	1,91	0,51	0,53	0,72	1,00	1,67	4,98	2,03
Ср_знач- Δ	39,54	97,05	94,55	69,55	49,55	29,55	9,55	95,67
Ср_знач+ Δ	41,08	98,06	95,56	70,56	50,56	30,56	10,56	99,63
Косвенное определение дебита нефти по формуле (1)								
Средний дебит нефти, т		0,85	1,71	10,38	17,32	24,25	31,18	0,81
Предельная ошибка Δ , т		0,17	0,18	0,26	0,37	0,50	0,62	0,69
Относительная ошибка, %		20,58%	10,31%	2,54%	2,16%	2,04%	1,99%	84,35%
Ср_знач- Δ		0,67	1,54	10,12	16,94	23,75	30,56	0,13
Ср_знач+ Δ		1,02	1,89	10,65	17,69	24,74	31,80	1,50

ТАБЛИЦА 3.

Данные замеров и результаты расчетов по скв. 3

Время, сут	Qн_3, м³/сут	W, %	W-2,5, %	W-27,5, %	W-47,5, %	W-67,5, %	W-87,5, %	W*, %
1	94,8	96	93,5	68,5	48,5	28,5	8,5	
2	95	95,7	93,2	68,2	48,2	28,2	8,2	
3	95,4	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
4	95	97,1	94,6	69,6	49,6	29,6	9,6	97,1
5	94,7	99	96,5	71,5	51,5	31,5	11,5	
6	95,4	97,6	95,1	70,1	50,1	30,1	10,1	
7	95,2	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
8	94,8	98,5	96,0	71,0	51,0	31,0	11,0	
9	95	96,4	93,9	68,9	48,9	28,9	8,9	96,4
10	95	97,8	95,3	70,3	50,3	30,3	10,3	
11	94,7	97	94,5	69,5	49,5	29,5	9,5	
12	94	99,1	96,6	71,6	51,6	31,6	11,6	
13	88	95,6	93,1	68,1	48,1	28,1	8,1	
14	70,8	98,2	95,7	70,7	50,7	30,7	10,7	
15	56,8	98,4	95,9	70,9	50,9	30,9	10,9	
16	64,7	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
17	69	98,6	96,1	71,1	51,1	31,1	11,1	98,6
18	71,5	98,8	96,3	71,3	51,3	31,3	11,3	
19	77	98,8	96,3	71,3	51,3	31,3	11,3	
20	82	93,1	90,6	65,6	45,6	25,6	5,6	
21	87	95	92,5	67,5	47,5	27,5	7,5	
22	90,8	97,3	94,8	69,8	49,8	29,8	9,8	
23	93,3	98,2	95,7	70,7	50,7	30,7	10,7	
24	96,5	98,3	95,8	70,8	50,8	30,8	10,8	
25	90,5	98,5	96,0	71,0	51,0	31,0	11,0	98,5
26	85,3	97,2	94,7	69,7	49,7	29,7	9,7	
27	86,8	99	96,5	71,5	51,5	31,5	11,5	
28	88,3	97,7	95,2	70,2	50,2	30,2	10,2	
29	88,4	98,3	95,8	70,8	50,8	30,8	10,8	
30	89,3	98,1	95,6	70,6	50,6	30,6	10,6	
31	91,5	97,2	94,7	69,7	49,7	29,7	9,7	
Среднее	87,3	97,6	95,1	70,1	50,1	30,1	10,1	97,7
Количество	31	31	31	31	31	31	31	4
Дисперсия σ^2	106,50	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,16
Станд.откл. σ	10,32	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,08
Ср.ош.выб. μ	1,88	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,62
Значимость	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Коеф.доверия Стьюд_т	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	3,18
Предельная ошибка Δ , %	3,85	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	1,98
Относительная ошибка, %	4,41	0,51	0,53	0,72	1,00	1,67	4,98	2,03
Ср_знач- Δ	83,46	97,05	94,55	69,55	49,55	29,55	9,55	95,67
Ср_знач+ Δ	91,15	98,06	95,56	70,56	50,56	30,56	10,56	99,63
Косвенное определение дебита нефти по формуле (1)								
Средний дебит нефти, т		1,84	3,71	22,48	37,50	52,52	67,53	1,76
Предельная ошибка Δ , т		0,38	0,41	1,06	1,70	2,35	3,00	1,49
Относительная ошибка, %		20,96%	11,05%	4,71%	4,52%	4,47%	4,44%	84,45%
Ср_знач- Δ		1,45	3,30	21,42	35,81	50,17	64,53	0,27
Ср_знач+ Δ		2,22	4,12	23,54	39,20	54,86	70,53	3,25

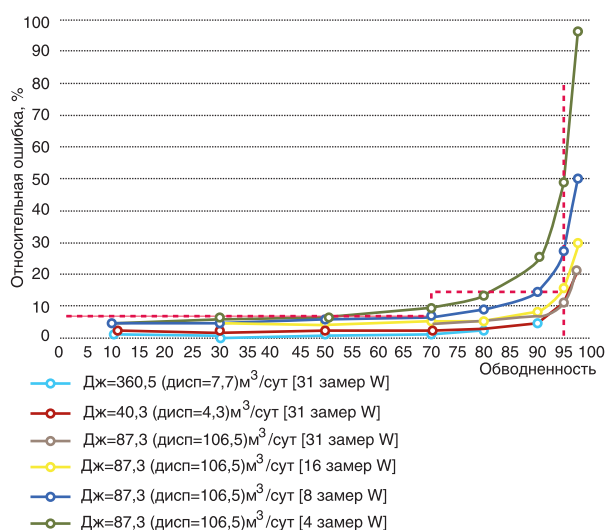


РИС. 2.

Относительная ошибка косвенного расчета определения дебита нефти для различных вариантов замеров

ния при многофазной фильтрации флюидов, позволит своевременно принимать решения по регулированию режимов работы нагнетательных и добывающих скважин для повышения эффективности процесса заводнения нефтяных месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. АГЗУ «Спутник». ОЗНА. <https://ozna.online/catalog/devices/agzu-sputnik/?ysclid=mjr4didsrp849633115> (дата обращения 15.12.2025).
2. АНДРЕЕВА Н.Н., НАЗАРОВА Л.Н., БАХТИЙ С.Н., ЕФИМОВ А.А., ЛИЩУК А.Н., РЫСЕВ К.Н. Цифровизация данных о работе добывающих скважин: полнота и точность информации / Международная научно-практическая конференция «Цифровая трансформация в нефтегазовой отрасли» Москва, 18 ноября 2022.
3. ГОСТ Р 8.1016-2022. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
4. ГОСТ Р 8.880-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть сырая. Отбор проб из трубопровода.
5. КАШАЕВ Р.С., КУБАНГО Б.Э. Проточные ЯМР-анализаторы для контроля скважинной жидкости, сырой нефти и нефтяных дисперсных систем: монография. М-во образования и науки РФ, Казанский государственный энергетический университет. Тамбов-Казань: ООО «Консалтинговая компания Юком», 2016. 82 с.
6. МИРЗАДЖАНЗАДЕ А.Х., ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Ди-

А.В. ДЕНИСОВ, А.Х. ШАХВЕРДИЕВ
ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ
ЗАМЕРОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ
ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ДАННЫХ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

намические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз. М.: Наука, 1997. 254 с.

7. ОСТ 39-114-80. Порядок выполнения измерений количества жидкости блочными измерительными установками Спутник и определения дебитов скважин по жидкости и нефти.
8. Постановление Правительства РФ от 16 мая 2014 г. № 451 "Об утверждении Правил учета нефти".
9. РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений».
10. РУБЦОВА С.В., ОХРИМЕНКО О.И., АЛЕЙНИКОВА О.А. Основы теории погрешностей / учеб.-метод. пособие – Шахты: ИСОиП (филиал) ДГТУ в г. Шахты, 2019. 66 с.
11. Руководящий документ «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений». Утвержден и введен в действие с 01.10.2023 г. Протоколом НТС Федерального агентства по недропользованию (ФАН Роснедра) от 05.10.2023 г. № 03-17/8-пр.
12. САМОЙЛОВ Д.Ю., САМОЙЛОВ В.В., ЖДАНОВ О.П., НАСЫБУЛЛИН А.В. Измерение обводненности на устье добывающих скважин // Экспозиция Нефть Газ. апрель 2016. №3 (49). С. 85–88.
13. Спутник, ГЗУ-Зф. Технические характеристики на автоматизированные групповые замерные установки. НЕФТЕГАЗМАШ. <https://zngm.nt-rt.ru> (дата обращения 15.12.2025).
14. ЧУДИН В.И., АНУФРИЕВ В.В., ЖИЛЯЕВ О.В., ХАКИМОВ Р.А., ШУВАЕВА Л.А., ИОНОВ К.Н. Исследование способа определения обводненности продукции скважины по пробе, отобранной с полного сечения потока. (ООО НПО «НТЭС»). <https://nponts.ru/press-centr/publikacii/ob-otklonenii-predstavitelnosti-proby-syrogo-nefti.html> (дата обращения 15.12.2025).
15. ЧУДИН В.И., УШКОВ П.В., ШАТАЛОВ В.А., ЖИЛЯЕВ О.В. О достоверности определения обводненности продукции, добытой из нефтяной скважины, по пробе. (ООО НПО «НТЭС»). <https://nponts.ru/press-centr/publikacii/ob-otklonenii-predstavitelnosti-proby-syrogo-nefti.html> (дата обращения 15.12.2025).
16. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра. 2004. 452 с.
17. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Еще раз о нефтеотдаче // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 44–48.
18. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. МАНДРИК И.Э., ПАНАХОВ Г.М. Научно-методические и тех-

- нологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов. М.: Нефтяное хозяйство. 2010. 420 с.
19. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х.** Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42–44.
 20. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х.** Системная оптимизация процесса доработки нефтяных месторождений. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. М.: Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. А.П. Крылова. 2001.
 21. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х.** Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
 22. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ДЕНИСОВ А.В., ЮНУСОВ Р.Р.** Методика восстановления оптимального режима функционирования системы пласт – скважина с учетом неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 52–57.
 23. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ПОЗДЫШЕВ А.С., ИЛЬЯЗОВ Р.Р.** О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34–39.
 24. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В.** Влияние фактора времени на показатели процесса разработки нефтяных месторождений: научная статья // Вестник РАЕН. 2021. Т. 21. № 4. С. 45–52.
 25. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., БАРЬЮДИН В.А., МАЛЫШЕК Г.В., СВИЩЕВ Ю.М., АНИСИМОВ В.Ф.** Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52–55.
 26. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ДЕНИСОВ А.В.** Моделирование эволюции геофлюидодинамических углеводородных систем в условиях неустойчивости фронта вытеснения // Вестник РАЕН. 2020. Т. 20. № 3. С. 50–55.
 27. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ДЕНИСОВ А.В.** Унифицированная методика оценки эффективности геологических мероприятий // НТЖ Инженер-нефтяник. 2019. №3. С. 39–46.
 28. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ДЕНИСОВ А.В., СОБАЕВ А.Г., ШАХВЕРДИЕВ Э.А.** Оптимизация нефтяных залежей с использованием модели роста // Вестник РАЕН. 2019. №1. С. 21–25.
 29. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э.** Фундаментальная роль фактора времени при исследованиях процесса разработки месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2005. №9. С. 176–180.
 30. **BAKHTIYAROV S., GRIGG R., SERIGHT R., SVEC R., SNEIDER R. ET AL.** Technology on insitu gas generation to recover residual oil reserves. Отчет о НИР № DE-FC26-05NT15478. 2008.
 31. **SHAKHVERDIEV A.KH. And Shestopalov Yu.V.** Qualitative analysis of quadratic pol-ynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields // Lobachevskii Journal of Mathematics. Pleiades Publishing, Ltd., 2019. Vol. 40. №10. P. 1695–1710.
 32. **SHAKHVERDIEV A.K., DENISOV A.V., TUMANOVA V.D.** New optimization criteria of waterflood patterns preventing premature water breakthrough in the context of water-oil displacement front instability. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150063> В сборнике: 7th Scientific Exploration Conference – Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process. 7. Natural Resources Management as a Cross-Functional Process. 2021. С. 50063.
 33. **SHESTOPALOV YU.V., SHAKHVERDIEV A.KH.** Three-phase dynamical systems and their applications to monitoring for the development of hydrocarbon fields // Lobachevskii Journal of Mathematics. 2023. Vol. 44. № 11. P. 5045–5056.
 34. **SHESTOPALOV Y., SHAKHVERDIEV A.** Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems // Symmetry. 2021. T. 13. № 10
 35. **SHESTOPALOV Y.V., SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V.** Bifurcations associated with threephase polynomial dynamical systems and complete description of symmetry relations using discriminant criterion // Symmetry. 2024. Vol. 16. № 1.

REFERENCES

1. AGZU Sputnik. OZNA. <https://ozna.online/catalog/devices/agzu-sputnik/?ysclid=mjr4didsrp849633115> (accessed 15.12.2025). (In Russian).
2. **ANDREEVA N.N., NAZAROVA L.N., BAKHTIY S.N., EFIMOV A.A., LISHCHUK A.N., RYSEV K.N.** Digitalization of data on the operation of production wells: completeness and accuracy of information. International scientific and practical conference “Digital Transformation in the Oil and Gas Industry” Moscow, November 18, 2022. (In Russian).
3. GOST R 8.1016-2022. State system for ensuring the uniformity of measurements. Measurements of the amount of oil and associated petroleum gas produced from the subsoil. General metrological and technical requirements. (In Russian).
4. GOST R 8.880-2015. State System for Ensuring the Uniformity of Measurements. Crude Oil. Sampling from the Pipeline. (In Russian).
5. **KASHAEV R.S., KUBANGO B.E.** Flow NMR Analyzers for Monitoring Well Fluid, Crude Oil, and Oil Dispersed Systems: Monograph. Ministry of Education and Science of the Russian Federation, Kazan State Power Engineering University. Tambov-Kazan: OOO “Consulting Company Ucom”, 2016:82. (In Russian).
6. **MIRZADZHANZADE A.KH., SHAKHVERDIEV A.KH.**

- Dynamic Processes in Oil and Gas Production: Systems Analysis, Diagnosis, Prognosis. Moscow: Nauka, 1997:254. (In Russian).
7. OST 39-114-80. Procedure for measuring the amount of liquid using Sputnik block metering units and determining well flow rates for liquid and oil. (In Russian).
 8. RF Government Resolution of May 16, 2014 N 451 "On Approval of the Oil Accounting Rules." (In Russian).
 9. RD 153-39.0-109-01 "Methodological Guidelines for the Integration and Stage-by-Stage Implementation of Geophysical, Hydrodynamic, and Geochemical Studies of Oil and Oil and Gas Fields." (In Russian).
 10. RUBTSOVA S.V., OKHRIMENKO O.I., ALEINIKOVA O.A. Fundamentals of Error Theory. Textbook. Shakhty: ISOiP (branch) of DSTU in Shakhty, 2019:66. (In Russian).
 11. Guideline document "Methodological guidelines for the integration and staging of geophysical, hydrodynamic and physicochemical studies during the development of oil and gas fields". Approved and put into effect on October 1, 2023 by the Protocol of the Scientific and Technical Council of the Federal Agency for Subsoil Use (FAN Rosnedra) dated October 5, 2023, N 03-17/8-pr. (In Russian).
 12. SAMOILOV D.YU., SAMOILOV V.V., ZHDANOV O.P., NASYBULLIN A.V. Measuring water cut at the mouth of production wells. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*. April 2016; 3;(49):85-88. (In Russian).
 13. SPUTNIK, GZU-Zf. Technical specifications for automated group metering units. NEFTEGAZMASH. <https://znngm.nt-rt.ru> (accessed 15.12.2025). (In Russian).
 14. CHUDIN V.I., ANUFRIEV V.V., ZHILYAEV O.V., KHAKIMOV R.A., SHUVAEVA L.A., IONOV K.N. Study of the method for determining the water cut of well production based on a sample taken from the entire cross-section of the flow. (OOO NPO NTES). <https://nponts.ru/press-centr/publikacii/ob-otklonenii-predstavitelnosti-proby-syroj-nefti.html> (accessed 15.12.2025). (In Russian).
 15. CHUDIN V.I., USHKOV P.V., SHATALOV V.A., ZHILYAEV O.V. On the reliability of determining the water cut of production produced from an oil well based on a sample. (OOO NPO NTES). <https://nponts.ru/press-centr/publikacii/ob-otklonenii-predstavitelnosti-proby-syroj-nefti.html> (date accessed 15.12.2025). (In Russian).
 16. SHAKHVERDIEV A.KH. System optimization of the oil field development process. Moscow: Nedra. 2004:452. (In Russian).
 17. SHAKHVERDIEV A.KH. Oil recovery again. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014;1:44–48. (In Russian).
 18. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E., PANAKHOV G.M. Scientific, methodological and technological foundations for optimizing the enhanced oil recovery process. Moscow: Neftyanoye khozyaystvo. 2010:420. (In Russian).
 19. SHAKHVERDIEV A.KH. Optimization of the reservoir pressure maintenance system during reservoir flooding. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2001;3:42–44. (In Russian).
 20. SHAKHVERDIEV A.KH. System optimization of the process of additional development of oil fields. Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences / All-Russian Oil and Gas Research Institute named after academician A.P. Krylov. Moscow, 2001. (In Russian).
 21. SHAKHVERDIEV A.KH. Method for determining the technological efficiency of enhanced oil recovery methods. Patent for invention RU 2149256 C1, 20.05.2000. Application N 99126412/03 dated 22.12.1999. (In Russian).
 22. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DENISOV A.V., YUNUSOV R.R. Methodology for restoring the optimal operating mode of the reservoir-wellbore system taking into account the instability of the displacement front. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2020;6:52–57. (In Russian).
 23. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., POZDYSHEV A.S., ILYAZOV R.R. On the inclusion of highly water-cut reserves of undersaturated oil reservoirs in the category of hard-to-recover ones. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2023;4:34–39. (In Russian).
 24. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V. Influence of the time factor on the indicators of the oil field development process: scientific article. *Vestnik RAYEN*. 2021;21;(4):45–52. (In Russian).
 25. SHAKHVERDIEV A.KH., BARYUDIN V.L., MALYSHEK G.V., SVISHCHEV YU.M., ANISIMOV V.F. A systems approach to regulating hydrodynamic impact on a reservoir (for discussion). *Neftyanoye khozyaystvo*. 1990;10:52–55. (In Russian).
 26. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V. Modeling the evolution of geofluidodynamic hydrocarbon systems under conditions of displacement front instability. *Vestnik RAYEN*. 2020;20;(3):50–55. (In Russian).
 27. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V. Unified methodology for assessing the effectiveness of geological and technical measures. *NTZH Inzhener-neftyanik*. 2019;3:39–46. (In Russian).
 28. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V., SOBAEV A.G., SHAKHVERDIEV E.A. Optimization of oil deposits using a growth model. *Vestnik RAYEN*. 2019;1:21–25. (In Russian).
 29. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E. Fundamental Role of the Time Factor in Research of Hydrocarbon Field Development Process. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2005;9:176–180. (In Russian).
 30. BAKHTIYAROV S., GRIGG R., SERIGHT R., SVEC R., SNEIDER R. ET AL. Technology on in-situ gas generation to recover residual oil reserves. Research Report N DE-FC26-05NT15478. 2008.

31. SHAKHVERDIEV A.KH., SHESTOPALOV YU.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields. *Lobachevskii Journal of Mathematics. Pleiades Publishing, Ltd.*, 2019;40;(10):1695–1710.
32. SHAKHVERDIEV A.K., DENISOV A.V., TUMANOVA V.D. New optimization criteria of water-flood patterns preventing premature water breakthrough in the context of water-oil displacement front instability. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150063> In the collection: 7th Scientific Exploration Conference Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process. 7, Natural Resources Management as a Cross-Functional Process. 2021:50063.
33. SHESTOPALOV YU.V., SHAKHVERDIEV A.KH. Three-phase dynamical systems and their applications to monitoring for the development of hydrocarbon fields. *Lobachevsky's Journal on Mathematics*. 2023;44;(11):5045–5056.
34. SHESTOPALOV Y., SHAKHVERDIEV A. Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems. *Symmetry*. 2021;13;(10).
35. SHESTOPALOV Y.V., SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V. Bifurcations associated with three-phase polynomial dynamic systems and complete description of symmetry relations using discriminant criterion. *Symmetry*. 2024;16;(1).

Денисов Алексей Владимирович,
 старший преподаватель кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

✉ e-mail: denisovav@mgi.ru

Шахвердиев Азизага Ханбаба оглы,
 д.т.н., зав. кафедрой «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
 117997, Moscow, st. Miklouho-Maklaya, 23,
 e-mail: ah_shah@mail.ru