

DOI 10.25689/NP.2019.1.156-188

УДК 622.276.346.2

**К ВОПРОСУ О ПУТЯХ РЕАЛИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНЫХ
СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ГАЗОВОГО
ФАКТОРА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

Давыдова О.В., Габдрахманов Н.Х.

Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском

**ON IMPLEMENTATION OF EFFICIENT METHODS TO IMPROVE
ACCURACY OF MEASURING GAS-OIL RATIO IN MATURE FIELDS**

Davydova O.V., Gabdrakhmanov N.Kh.

Ufa State Petroleum Technical University, Oktyabrsky Branch

E-mail: oksana123123@mail.ru

Аннотация: В работе дается подробное описание процесса разработки современных способов повышения точности измерения как текущего, так и полного газового фактора нефти при эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. Показано, что поздняя стадия разработки осложнена сильным влиянием техногенных факторов, таких как пластовая температура, большая обводненность добываемой продукции, пониженное пластовое давление, низкое газосодержание, что оказывает значительное влияние на точность измерения газового фактора (Γ_{ϕ}) современными групповыми замерными установками (АГЗУ).

Приведенные в работе результаты анализа эффективности отечественных серийных АГЗУ показал, что по своим точностным характеристикам они не удовлетворяют современные требования по точности измерения Γ_{ϕ} как с точки зрения соблюдения нормативов по охране окружающей среды, так и с точки зрения управления величиной Γ_{ϕ} с целью повышения эффективности современных технологий ПНП на основе водогазового воздействия (ВГВ).

Совершенствование современных серийных измерительных установок на основании выполненных экспериментальных исследований позволил автору не только успешно решить стоящую перед ним техническую проблему, но также дать техническое обоснование возможности создания измерительной установки для экспресс-оценки Γ_{ϕ} прямо в многопластовой эксплуатационной скважине без подъема проб нефти на поверхность.

Ключевые слова: попутный газ – ПНГ, газовый фактор, автоматизированная групповая замерная установка – АГЗУ, дебит газа, дебит нефти, обводненность.

Abstract. The paper reviews development of efficient methods to improve accuracy of measuring current and total gas-oil ratio (GOR) in mature fields. Development of mature fields becomes complicated due to production-induced factors, such as formation temperature, high water cut, low reservoir pressure, low GOR, which greatly influence the accuracy of GOR measurement by present-day automatic group metering stations.

Analysis of home-made commercial group metering stations performance shows that they do not comply with requirements for GOR measurement accuracy, both in terms of environmental safety and GOR level control to increase the efficiency of enhanced oil recovery techniques based on water-alternating-gas injection.

Based on the performed experimental studies, the authors could solve a technical challenge involving improvement of present-day commercial measuring equipment, as well as provide technical justification for development of a measuring unit for rapid estimation of gas-oil ratio in a multi-zone well without lifting the oil samples to the surface.

Key words: *associated gas, gas-oil ratio, automated group metering station, gas rate, water cut*

Использование попутного нефтяного газа (ПНГ) на месторождениях нефти является на сегодняшний день одной из важнейших стратегических задач нефтедобывающей отрасли Российской Федерации. По данным Министерства природных ресурсов в Российской Федерации вместе с нефтью добывается ориентировочно 55 млрд.м³ ПНГ. По разным оценкам объемы сжигаемой части газа составляют от 14,9 до 50 млрд.м³. Одной из главных причин значительных расхождений в таких оценках является отсутствие эффективных технологий измерения количества ПНГ и, прежде всего, газового фактора нефти (Гф).

Современные технологии и технические средства позволяют измерять только свободную газовую фазу, выделившуюся из нефти при давлении в точке отбора пробы нефти. Остаточное количество растворенного ПНГ в нефти при этом не измеряется, что вносит существенные ошибки не только в оценку ресурсов попутного нефтяного газа, но также значительно усложняет решение проблемы добычи трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ). Поэтому, определение газового фактора добываемой нефти и использование попутного нефтяного газа с целью получения товарного продукта представляют собой достаточно

сложную техническую проблему, решение которой еще в полной мере не завершено [1].

По мере выработки залежи нефти и изменения физико-химических условий движения углеводородов в пласте на поздней стадии разработки нефтяного месторождения при искусственном поддержании пластового давления за счет закачки в него воды через систему ППД, происходят существенные изменения вязкостных свойств нефти ввиду ее интенсивной дегазации и охлаждения закачиваемой водой, что приводит к неуклонному падению продуктивности скважин.

Не случайно, что среди методов повышения нефтеотдачи (ПНП), технология водогазового воздействия (ВГВ) и технология микробиологического воздействия (МБВ) начинают завоевывать все большее признание, особенно на месторождениях с высокой долей трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) [2, 3]. В связи с этим оперативность и точность определения величины газового фактора нефти добываемой из конкретного продуктивного пласта приобретают все большее значение, особенно на поздней стадии, когда процесс управления эксплуатацией становится не только сложным в связи с необходимостью учета большого количества мешающих факторов, но также достаточно дорогостоящим, что отражается на неуклонном падении рентабельности добычи ТРИЗ.

Особенно сложную проблему в этом вопросе представляют многопластовые залежи нефти эксплуатируемые по технологии ОРД и ОРЗ, когда процесс контроля динамики газового фактора по каждому пласту в отдельности представляет сложную техническую задачу [4].

Таким образом, современные технологии эксплуатации ТРИЗ на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений предъявляют повышенные требования к средствам измерения $\Gamma_{\text{ф}}$ не только с точки зрения точности, но также и в отношении их оперативности.

При этом, учитывая низкую рентабельность эксплуатации нефтяных

месторождений на поздней стадии разработки, оборудование и технологии предлагаемые для измерения Γ_{ϕ} не должны существенно сказываться на себестоимости добываемой продукции.

Анализ существующих средств измерения Γ_{ϕ} показывает, что их можно условно разделить на скважинные и наземные. Причем как те, так и другие обладают определенными преимуществами и недостатками, которые необходимо устранить.

Так, например, скважинное оборудование представляет собою, как правило, пробоотборники, спускаемые в скважину на кабеле или проволоке, которые предназначены для отбора проб пластового флюида из ствола скважины напротив соответствующего пласта, после чего они доставляются на поверхность и затем в соответствующую лабораторию промысла или НГДУ, где определяют величину Γ_{ϕ} [5]. Подобный метод, несмотря на высокую точность, страдает одним существенным недостатком – низкой производительностью, которая в условиях эксплуатации месторождений нефти на поздней стадии разработки существенно влияет на ее рентабельность.

Наземное оборудование для измерения Γ_{ϕ} как правило представлено стационарными и передвижными измерительными установками, из которых первые обслуживают несколько эксплуатационных скважин и предназначены для измерения не только Γ_{ϕ} , но также для измерения дебитов по нефти, воде и попутному газу, соответственно по каждой подключенной к ней скважине. Причем, приоритет в конструкции подобных установок отдан производительности, за счет чего точность оценки с их помощью Γ_{ϕ} не лучше $\pm 6\%$ [6].

Что касается передвижных измерительных установок, то они предназначены для измерений продуктивности ограниченного числа скважин расположенных вдали от основной нефтепромысловой структуры нефтедобывающего предприятия и обладают меньшим диапазоном

измерения дебитов нефти, газа и Γ_f , хотя в некоторых случаях обладают более высокой точностью их оценки при условии хорошего соответствия их технических характеристик условиям измерения на объектах нефтедобычи, что не всегда удается достигнуть в процессе их длительной эксплуатации, особенно, на завершающей стадии.

Учитывая вышеизложенное, перед автором данной работы была поставлена достаточно сложная задача, в ходе решения которой необходимо было не только разработать более современное измерительное оборудование, но также усовершенствовать технологию его применения с учетом как значительного разнообразия геолого-физических условий на месторождениях нефти, находящихся на поздней стадии разработки, так и их интенсивной динамики во времени обусловленной, как правило, техногенными факторами.

В ходе решения поставленной задачи работы велись по следующим пяти направлениям, а именно:

1. Исследовать влияние геолого-физических условий на величину текущего газового фактора при разработке нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации.
2. Выполнить анализ эффективности и точности оценки газового фактора нефти существующими современными скважинными и наземными, как стационарными так и передвижными измерительными установками.
3. Разработать способ повышения точности измерения **текущего газового фактора** современными измерительными установками независимо от величины дебита нефти.
4. Разработать способ и передвижную измерительную установку для оценки **полного газового фактора нефти** с учетом остаточного растворенного газа независимо от величины дебита ПНГ и обводненности продукции.
5. Провести исследования возможности создания скважинного

глубинного прибора для оперативной оценки величины газового фактора нефти добываемой из многопластовой продуктивной залежи.

6. Провести опытно-методическое опробование разработанных и усовершенствованных измерительных установок по оценке величины газового фактора нефти в различных нефтедобывающих регионах России.

В ходе проведения работ по первому направлению автором были обработаны и проанализированы результаты измерений выполненные различными измерительными установками производства АК «ОЗНА» на нефтедобывающих предприятиях ООО «Лукойл-Коми» эксплуатирующих Возейское, Кызырейское, Пашшорское, Кыртаельское, Южно-Лужкое, Тэдинское и Южно-Шапкинское месторождения нефти находящиеся на поздней стадии эксплуатации с уровнем обводненности до 95 %, плотностью добываемой нефти от 800 до 980 кг/м³, газовым фактором в диапазоне от 4 до 50 м³/м³ и более, вязкостью от 50 до 950 сСт.

На рис. 1 приведена полученная усредненная зависимость коэффициента сепарации газа от среднего дебита скважины по нефти, по которой видно, что с ростом дебита начиная с его величины порядка 50 т/сут нарушается прямая пропорциональная зависимость между этими параметрами, и соответственно снижается точность оценки величины газового фактора до 10-20 %.

На рис. 2 приведена зависимость отношения измеренного количества свободного газа в рабочих условиях к измеренному количеству остаточного газа от температуры окружающей среды.

Аналогичные результаты были получены и для других месторождений нефти (см. рис.3), что свидетельствует о достаточно сильном влиянии температуры на количество выделившегося из нефти растворенного газа при прочих равных условиях.

Видно, что при температуре 15 °С соотношение $\Gamma_{\text{фи}}/\Gamma_{\text{фо}}$ резко

возрастает ($\Gamma_{\text{фо}}$ – остаточное количество растворенного газа, $\Gamma_{\text{фи}}$ – измеренное количество газа).

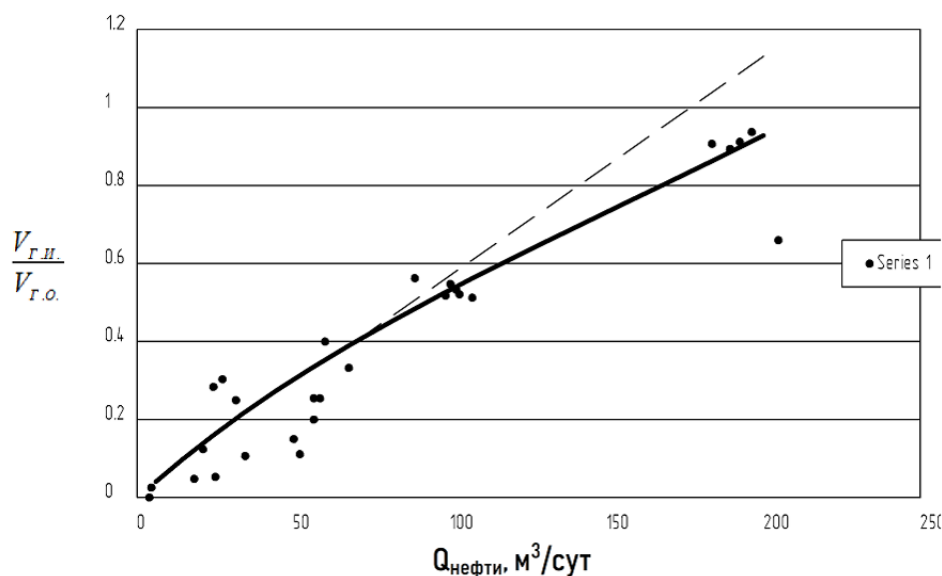


Рис.1. Зависимость коэффициента сепарации газа измеренная установками АК «ОЗНА» в зависимости от дебита скважин по нефти

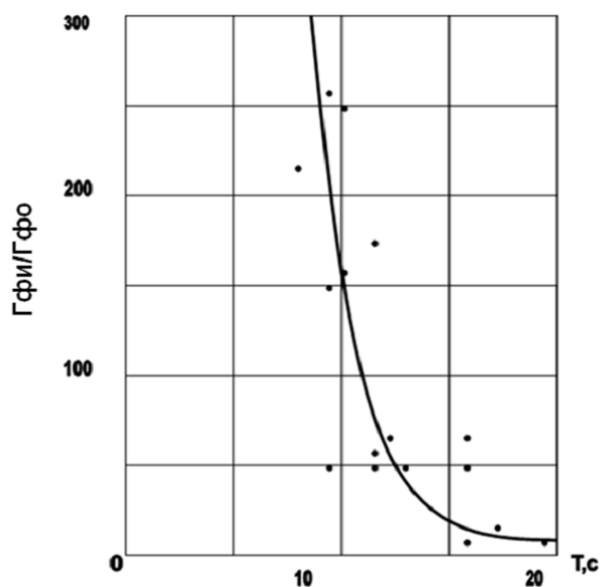


Рис.2. Зависимость соотношения измеренного количества растворенного свободного газа к измеренному количеству остаточного газа в рабочих условиях от температуры для Ватъеганского нефтяного месторождения

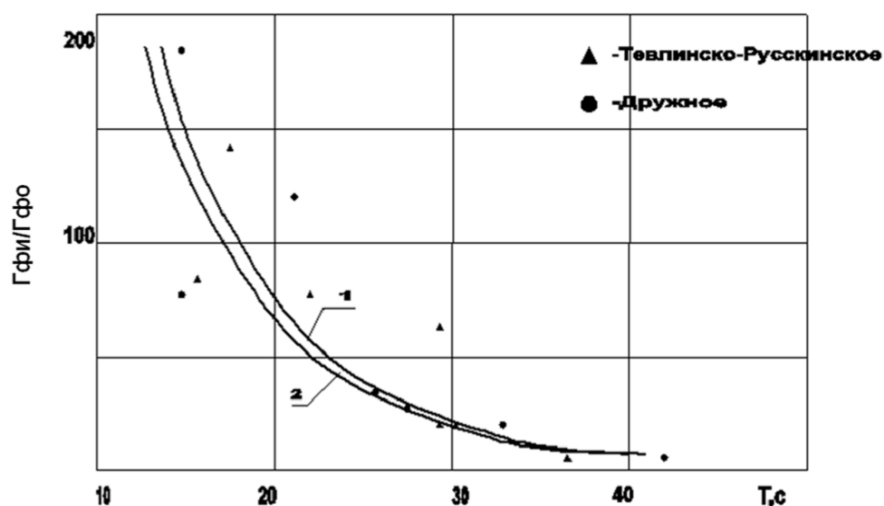


Рис.3. Зависимость соотношения измеренного количества растворенного газа к измеренному количеству остаточного газа в рабочих условиях от температуры:

1 - Тевлинско-Русскинское месторождение; 2 - Дружное месторождение.

Анализ результатов измерения газового фактора нефти на большом фонде скважин «Лукойл – Коми» и «Лукойл – Севернефтегаз» позволил также оценить влияние величины обводненности скважин на точность его оценки по Инзырейскому и Возейскому месторождениям нефти. В процессе исследований был проанализирован фонд скважин, охватывающий диапазоны изменения обводненности от 10 до 80 %. Результаты анализа представлены в виде корреляционной связи относительной величины газового фактора с обводненностью скважин. Под относительной величиной подразумевается отношение газового фактора нефти при текущей обводненности к газовому фактору при обводненности скважины до 10 %. Из рис. 4 видно, что в интервале обводненности 50...75 % величина измеренного газового фактора занижена в среднем на 30...40 % по сравнению с его реальной величиной.

Это свидетельствует о том, что в высококонцентрированных эмульсиях расслоение газа и жидкости происходит гораздо менее интенсивно из-за стесненности движения окклюдированного газа в межкапельном пространстве жидкости. Поэтому часть газа уходит на замер вместе с капельной жидкостью.

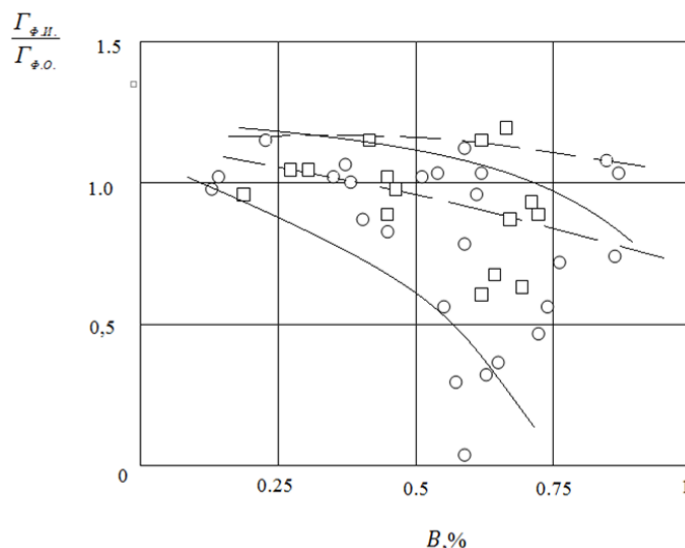


Рис.4. Связь относительной величины газового фактора с обводненностью скважин Инзырейского (○) и Возейскому (□) месторождений (где: $\Gamma_{\phi н}$ – газовый фактор при текущей обводненности; $\Gamma_{\phi 0}$ – газовый фактор при обводненности 10%; – – динамика фактической обводненности)

Приведенные на рис. 1, 2, 3, 4 результаты выполненных экспериментальных исследований позволяют установить наиболее мешающие факторы, которые ухудшают точность измерения величины Γ_{ϕ} непосредственно на эксплуатационных скважинах на поздней стадии разработки.

Поскольку перед автором работы стояла также сложная задача исследовать возможность оперативной оценки величины Γ_{ϕ} непосредственно в скважинах эксплуатирующих многопластовую залежь, то им, на основании анализа литературных данных по вопросам дефектоскопии, был выбран в качестве наиболее эффективного метода диагностики величины газового фактора насыщающего нефть при ее добыче – ультразвуковой метод, основанный на зависимости скорости распространения ультразвуковых колебаний в жидкости от ее плотности зависящей от концентрации в ней растворенного газа.

Экспериментальные исследования зависимости скорости ультразвуковых колебаний от величины газового фактора полученных проб нефти отобранных на различных месторождениях нефти ООО

«Лукойл-Коми» и ООО «Лукойл-Севернефтегаз» были выполнены с участием автора на лабораторной измерительной установке ИФЕС-1 лаборатории петрофизики ОАО НПП ВНИИГИС (г.Октябрьский, РБ, ул. Горького 1) и адаптированной для проведения измерений на жидких образцах проб отобранных на эксплуатационных скважинах различных месторождений.

Общий вид установки ИФЕС-1 представлен на рис. 5.

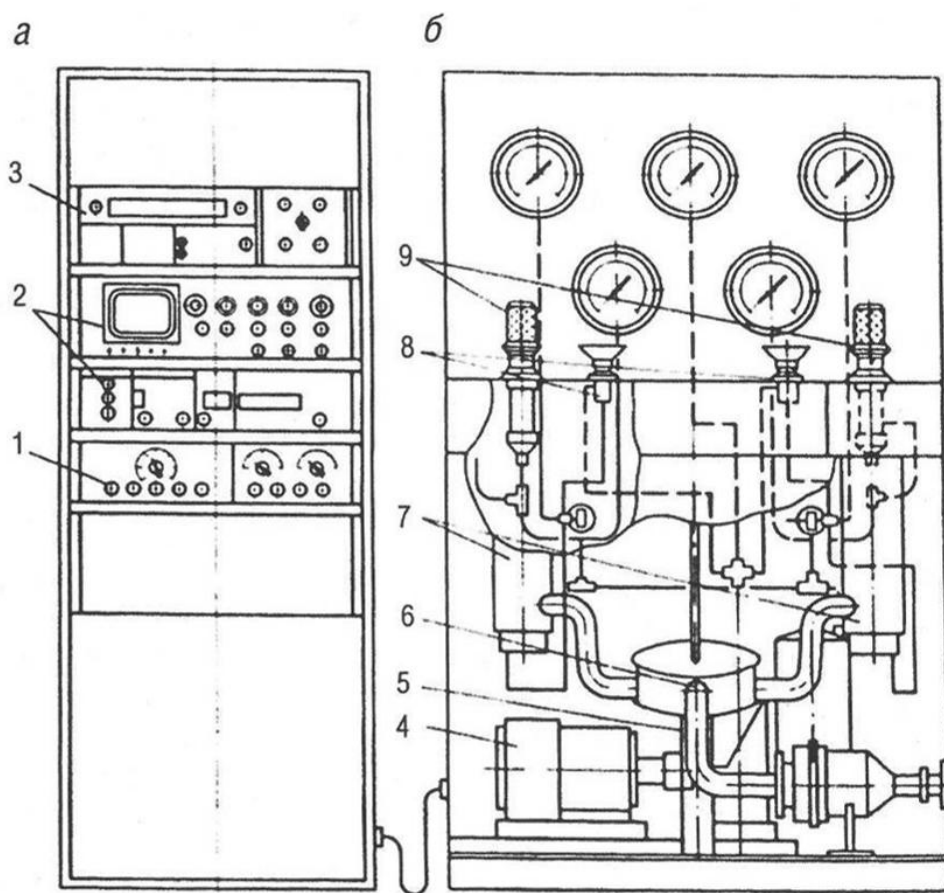


Рис.5. Установка ИФЕС-1: а – измерительный блок; б – технологический блок

Конструктивно установка ИФЕС-1 выполнена в виде двух блоков - измерительного и технологического. В измерительный блок входят комплект аппаратуры для определения электрического сопротивления 3 и скорости продольной волны 2, а также пульт управления 1. Основные элементы технологического блока: камеры высокого давления 7, насос высокого давления 5 с электроприводом 4, пресс-измерители 9, система нагрева с терморегулировкой и система воздушного охлаждения 6.

Отдельные элементы технологического блока объединяются трубопроводами в две гидросхемы, переключаемые вентилями 8, служащие одна для создания давления обжима на образец (давление в камере), другая для создания внутрипорового давления в образце и для измерения количества жидкости, выделившейся из образца при воздействии температуры и давления. Первая система заполняется трансформаторным маслом, вторая – аналогом пластовой воды.

Камера высокого давления (Рис.6) состоит из цилиндрического полого корпуса 1, двух пробок 2, 4. На внутреннем торце верхней пробки размещается исследуемый образец 8, с обратной стороны которого крепится датчик 6 с расположенной в его корпусе пьезокерамикой 7. Во внутренней полости пробки расположена вторая пьезокерамика 9, а на внешнем торце пробки находится колодка с разъемами, служащими для обеспечения электроконтакта с измерительной аппаратурой.

В корпусе нижней пробки расположен температурный датчик 5 (ТСП-5), служащий совместно с терморегулятором РТ-049 для поддержания заданной температуры. На верхнем и нижнем концах корпуса камеры размещена печь нагрева 3.

Камера расположена в кожухе, служащем для формирования воздушного потока при охлаждении и уменьшении теплоотдачи в атмосферу. Камеры закреплены с помощью металлических фланцев и теплоизолирующих прокладок на передней панели установки ИФЕС-1.

Исследуемый образец жидкой пробы нефти размещался в камере высокого давления на позиции 8 и «прозвучивался» с помощью ультразвука на частоте 300-500 кГц с помощью пьезодатчиков 7 и 9. (см. рис. 6). при этом экспресс-дегазация образцов в процессе измерений осуществлялась путем их терморегулируемого нагрева с помощью нагревателя 3.

Результаты измерений зависимости между величиной газового фактора и скоростью ультразвуковых колебаний приведены на рис. 7.

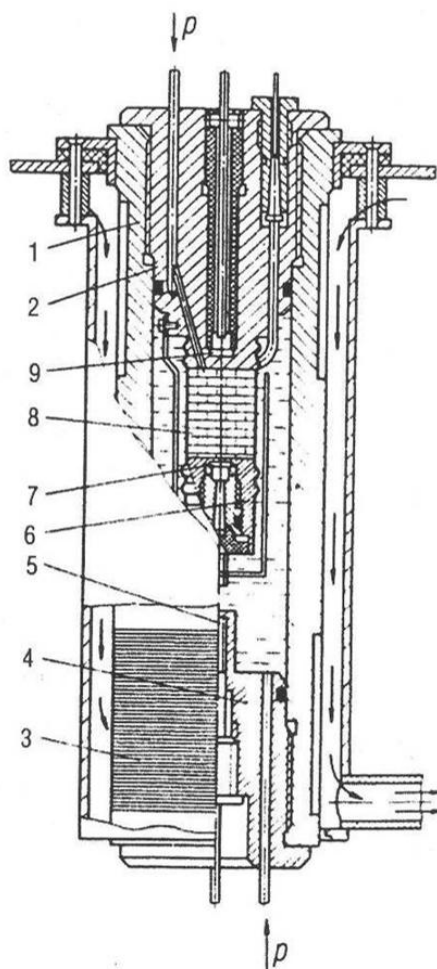


Рис.6. Камера высокого давления установки ИФЕС-1

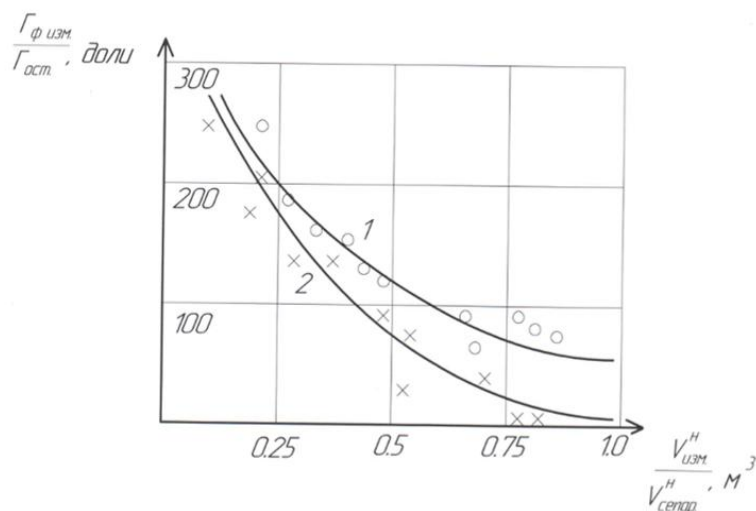


Рис.7. Зависимость отношения измеренного количества сепарированного газа к остаточному количеству растворенного газа от отношения измеренной скорости УЗК в отобранных пробах нефти к скорости УЗК в пробах нефти сепарированной от ПНГ. 1 – для проб нефти отобранных на Тевлинско-Русскинском месторождении; 2 – соответственно на Дружном месторождении

Анализ полученных зависимостей позволяет сделать вывод о том, что использование ультразвукового метода диагностики величины газового фактора в отобранных образцах нефти является перспективным техническим решением и может быть использовано в глубинных приборах доставляемых в скважины эксплуатирующих многопластовые продуктивные объекты с целью оперативной диагностики их газового фактора.

В ходе проведения исследований по второму направлению автором был проведен анализ существующих измерительных установок, предназначенных для количественной оценки текущего дебита эксплуатационных скважин по нефти, воде и попутному газу, включая экспресс-оценку величины газового фактора в масштабе реального времени.

Для анализа использовались данные технических характеристик измерительных установок выпускаемых АК «ОЗНА», как наиболее распространенные и востребованные на нефтедобывающих предприятиях России, которые представлены в табл. 1.

Из данных представленных в табл. 1 следует, что практически все серийно поставляемые измерительные установки предназначены для измерения текущего дебита по нефти, воде и попутному газу с разной точностью, но как правило не лучше $\pm 4\%$. Что касается **газового фактора**, то он с помощью приведенных в табл. 1 установок, как правило, не определяется.

Более того, измерительные установки, как стационарные так и передвижные сильно отличаются друг от друга энергетическими характеристиками приходящимися на одну эксплуатационную скважину, что отражается на их себестоимости и, как следствие, на стоимости приобретения и последующих эксплуатационных расходах, что не всегда приемлемо в условиях низкой рентабельности эксплуатации скважин на

поздней стадии разработки нефтяных месторождений, что также усугубляется невозможностью получения с помощью перечисленных в табл. 1 измерительных установок точных значений текущего **газового фактора**.

Таблица 1

Основные технические и экономические характеристики измерительных установок АК «ОЗНА»

№ п/п	Тип измерительной установки	Мощность, кВт	Питание U, В	Количество скважин, шт	Погрешность по газу, %	Масса установки, кг	Себестоимость, т.руб
1	«АСМА» (станцион)	20	380\220	1-14	± 5	2500	250,0
2	«АСМА-Т» (мобильн)	20	380\220	1	± 5	17500	20000,0
3	СПУТНИК ГМН-40-8-500 (мобильн)	10	380\220	8	± 4	5000	400,0
4	ОЗНА-ИМПУЛЬС (станцион)	25	380\220	2-14	± 4	3000+900	350,0
5	КВАНТ-УИДС-40-8-200 (мобильн)	10	380\220	8	± 4	5000+800	420,0
6	ОЗНА-КВАНТ-1,2,3 (мобильн)	10	380\220	1	± 4	5000+800	3400,0
7	ОЗНА-МАССОМЕР (мобильн)	20	380\220	8-14	± 5	5000+800	580,0
8	ОЗНА-МИКРОН (мобильн)	10	380\220	1	± 4	2000	1150,0

Известно [7], что **газовый фактор** является одним из важнейших параметров разработки месторождений и подлежит строгому контролю. По его изменению можно судить о внутрипластовом разгазировании нефти, прорыве верхнего газа к забою скважины или о его заколонной фильтрации.

Состав, периодичность и порядок проведения работ по исследованию **газового фактора** нефти определен требованиями следующих нормативных документов:

- РД 39-0147035-225-88 «Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью недр»;
- ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа»;
- РД 153-39.0-109-01 «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений».

Нефтяные компании на основе этих документов разрабатывают собственные руководства по определению Гф.

На большинстве предприятий нефтегазового комплекса для определения **газового фактора** скважин применяются передвижные измерительные установки.

Далее в табл. 2 представлена информация о наиболее известных типах измерительных установок, применяемых в России и разработанных с целью точного определения **газового фактора** нефти

Мобильная установка для измерения дебитов скважин по жидкости и газу УГФ 2,5-200 является одной из первых передвижных измерительных установок, которая была разработана в 1983 году для выполнения работ по уточнению ресурсов попутного нефтяного газа на месторождениях Башкортостана. Установка используется только в «летний» период.

Оборудование установки размещено на открытой платформе автомобиля КрАЗ-255Б и включает два газосепаратора, приемную емкость дегазированной жидкости, насос откачки жидкости в нефтесборный коллектор и разъемную факельную линию со стояком, предназначенную для сжигания газа. Установка подключается непосредственно к устью скважины или к АГЗУ «Спутник». Она позволяет производить непрерывный замер дебита жидкости (водонефтяной смеси) и газа. Газожидкостная смесь, поступившая в установку, проходит трехступенчатую сепарацию: при давлении 0,6 - 1,0 МПа (первая ступень),

при давлении 0,25 - 0,6 МПа (вторая ступень) и при атмосферном давлении (третья ступень), за счет чего достигается более точное измерение Γ_{ϕ} поскольку такая технология позволяет на измерительной установке фактически осуществлять исследования, максимально приближенные к условиям дифференциального разгазирования проб пластовых нефтей в лаборатории.

Установка снабжена кориолисовым расходомером жидкости, расход газа измеряется ротационными газовыми счетчиками РГ-100 и РГ-40 с производительностью при стандартных условиях 100 и 40 м³/час. Технические характеристики установки представлены в табл. 2.

Таблица 2

Сравнение основных технических характеристик передвижных измерительных установок, предназначенных для точного измерения Γ_{ϕ}

Характеристики установок	УГФ-2,5-200	ЗУОГФ	АСМА-Т	ОЗНА – ЛПИГФ
Диапазон измерения дебита скв. по жидкости, т/сут	200 м ³ /сутки	20 м ³ /сутки (при непрерывном измерении потока)	0,1 – 400	1 – 500
Диапазон измерения дебита скв. по газу, нм ³ /сутки	до 30 000	без ограничений (при частичном отборе потока из скважины)	до 300 000	10 – 100 000
Обводненность продукции скв., % об.	не определяется	0 - 95	0 - 100	0 - 100
Погрешность опред-я, ±%				
Дебита по жидкости	2,5	нет данных	2,5	2
Объема нефтяного газа	2	2	5	2
Обводненности нефти				
от 0 – 60 %	не определяется	нет данных	2,5	2,5
от 60 – 100 %	не определяется	нет данных	4,0	4,0
Рабочее давление, МПа	до 2,5	до 0,06	до 4,0	до 4,0
Рабочая температура окружающего воздуха, °С	от 1 до 50	от -15 до 40	от -43 до 50	от -50 до 40
Шасси автомобиля	КрАЗ-255Б	прицеп	УРАЛ-4320-40 или прицеп	КАМАЗ-6522

Основные недостатки установки УГФ 2,5-200:

- установка может эксплуатироваться только при положительных температурах окружающего воздуха, так как всё измерительное оборудование смонтировано на открытой платформе автомобиля;
- в установке не предусмотрено применение влагомера.

Резюмируя сведения об УГФ 2,5-200 необходимо отметить, что установка по-прежнему остается единственной в стране, способной непосредственно на скважине моделировать условия поступенчатой сепарации, соответствующие технологическому процессу подготовки на ДНС или ЦПС месторождения. Данный подход наиболее полно и точно отражает требования РД 39-0147035-225-88. С другой стороны, несмотря на более чем 25-летний опыт эксплуатации данная установка пока продолжает оставаться в статусе экспериментального образца.

Далее, следует охарактеризовать установку ЗУОГФ, изготовленную ООО НПФ «Промпроектстрой» (г. Пермь), которая проходила испытания на Каменском и Капканском месторождениях Пермского края. Установка по применяемому подходу к определению газового фактора нефти идентична УГФ 2,5-200.

Однако на установке ЗУОГФ определение газового фактора достигается за счет продолжительного отбора со скважины небольших представительных проб газожидкостной смеси для последующего разделения на газовую и жидкостную составляющие. Отобранная проба подвергается поступенчатой дегазации (газ затем направляется на сжигание в факельный стояк), после чего осуществляется предварительный расчет и регистрация газового фактора, а затем для исследований поступает следующая проба. Возможно также использование установки для измерения дебита скважины в режиме непрерывного потока, но в этом случае имеется ограничение по дебиту жидкости (не более 20 м³/сутки).

Технические характеристики установки представлены в табл. 2.

Метрологическое обеспечение работы установки ЗУОГФ

представлено следующими измерительными средствами:

- датчики давления МЕТРАН-100-ЕХ-ДА для измерения избыточного давления;
- датчики температуры КТПТР-06 для измерения температуры продукции;
- лазерный уровнемер LM80 или магнитострикционный уровнемер АТ100 для измерения уровня продукции в измерительной емкости;
- ротационный расходомер RVG-G 400 для измерения расхода газа.
- магнитострикционный уровнемер АТ100 для измерения процента обводненности.

На наш взгляд методические основы определения Гф на установке ЗУОГФ вызывают некоторые сомнения в их обоснованности, поскольку продолжительный отбор со скважины небольших представительных проб вносит значительную неопределенность в измерения. Кроме того, объемный метод замера дебита скважины по жидкости имеет достаточно высокую погрешность в случае поступления в установку вспененного потока. Также принцип измерений, основанный на порционном отборе проб газонефтяной смеси, не защищен от ошибок, связанных с пульсирующим характером потока.

Серийные передвижные сепарационно-измерительные установки (дебитомеры) как правило, имеют стационарные аналоги, отличающиеся лишь тем, что всё их измерительное оборудование размещено на шасси автомобиля или прицепа.

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» к примеру с 2004 г. и по настоящее время применяются передвижные массоизмерительные установки АСМА-Т производства Серафимовского опытного завода «Нефтеавтоматика».

Установка АСМА-Т (см. табл. 2) предназначена для определения дебитов жидкости, нефти и воды путем прямого измерения (взвешивания) массы жидкости (газожидкостной смеси) нефтяных скважин. Измерение содержания воды в продукции скважины производится влагомером ВСН-2-50. Измерение объема попутного нефтяного газа производится вихревыми счетчиками газа типа СВГ с одновременным измерением температуры и давления. Результаты измерений приводятся к нормальным условиям в управляющем контроллере. Содержание воды в продукции скважины измеряется влагомером ВСН-2-50.

Газожидкостная смесь от скважины по гибким рукавам через фильтр поступает на вход сепаратора и каплеуловителя, где происходит сепарация газа на участке до измерительной емкости. В измерительной емкости происходит сепарация оставшегося газа и накопление жидкости от нижнего до верхнего фиксированных уровней. Потоки газа после сепаратора и из измерительной емкости объединяются в одну линию и поступает в газоизмерительный блок, состоящий из датчика расхода ДРГ-М-160 или вихревого счетчика СВГ-М-400. Масса измерительной емкости вместе с жидкостью преобразуется в токовый сигнал, а далее пересчитывается в единицу массы измерительным устройством «Каскад - 09М», которое измеряет время и вычисляет массу нетто при наполнении измерительной емкости за каждый цикл измерения.

Технические характеристики установки АСМА-Т также представлены в табл. 2.

К недостаткам установки прежде всего относится то, что она разрабатывалась как средство измерения дебита скважин по жидкости и нефти, при этом функции замера расхода газа и определения газового фактора нефти рассматривались как второстепенные.

У применяемых в установке газовых счетчиков ДРГ- М-160 и СВГ-М-400 существует недостаток – наличие нижнего порога

срабатывания от 4 м³/ч, что затрудняет работу установки при малом дебите газа на скважине (ГФ 20 – 40 м³/т) при дебите скважины по нефти в несколько тонн.

Другой существенный недостаток установки АСМА-Т заключается также в качестве сепарации газожидкостного потока, после которой осуществляется измерение расходов газа и жидкости. Весь направляемый для замера поток флюида, после измерения возвращается обратно в выкидной трубопровод. Данное обстоятельство является причиной того, что:

1. Выделение газа из газожидкостной смеси происходит при давлении, равном давлению в выкидной линии и при этом часть газа остается растворенной в нефти и не учитывается при замерах;
2. Установленный на АСМА-Т сепаратор не обеспечивает отделения от измеряемого потока газа капельной жидкости, что является причиной искажений в показаниях счетчиков;
3. При некоторых условиях (большая обводненность и диспергированность потока), выделение газа из жидкости практически не происходит. В таком случае весь газожидкостной поток проходит через нефтяную линию, при этом газовые расходомеры обнуляются.

Недостаток, указанный в п. 1 (остаточное газосодержание нефти) на современном этапе практически не устраним. Поэтому одновременно с выполнением замера на скважине отбираются пробы нефти для последующего разгазирования и определения остаточного газосодержания в лабораторных условиях. Недостатки, указанные в п.п. 2 и 3, характерны для большинства одноступенчатых установок сепарационного типа, а, следовательно, могут быть, устранены путем применения средств измерения, основанных на более эффективных способах сепарации газа из добываемой продукции.

В процессе проведения исследовательских работ по третьему направлению автор принял активное участие в создании передвижной измерительной лаборатории предназначенной для точного измерения текущего газового фактора ЛПИГФ, которая была разработана на ОАО ОЗНА в 2009 году на базе существующей передвижной серийной установки «ОЗНА-МАССОМЕР» (см. табл. 1, 2).

Лаборатория ЛПИГФ позволяет производить измерения расхода жидкости, нефти, свободного и растворенного газа в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005, ГОСТ Р 50.2.052-2006, ГОСТ Р 8.596-2002, аттестованными МВИ с применением сертифицированных средств измерений, внесенных в государственный реестр СИ РФ.

При разработке Лаборатории в соответствии с технологической схемой приведенной на рис. 8, было применено следующее решение: продукция скважины поступает на замер в установку по двум линиям. Первая линия подсоединяется к буферной задвижке устьевой арматуры скважины и соединяет поток флюида из насосно-компрессорных труб с газосепаратором установки. Вторая линия соединяется с затрубным пространством скважины через внешнюю затрубную задвижку и по этой линии отсепарированный на приеме погружного насоса свободный газ, минуя сепаратор, поступает на газовый счетчик СВГ-М-400. На этот же газоизмерительный блок поступит газ из газосепаратора установки. Для количественного определения содержания остаточного растворенного газа в нефти используется аттестованный прибор УОСГ-1РГ (Госреестр № 16776-06), который подключается к выкидному газопроводу через специальный газоотвод.

Измерение дебита жидкости осуществляется с помощью кориолисового расходомера Micro Motion. Для определения обводненности нефти установлен влагомер ВСН производства НПП «Нефтесервисприбор» (г. Саратов). Таким образом, на установке

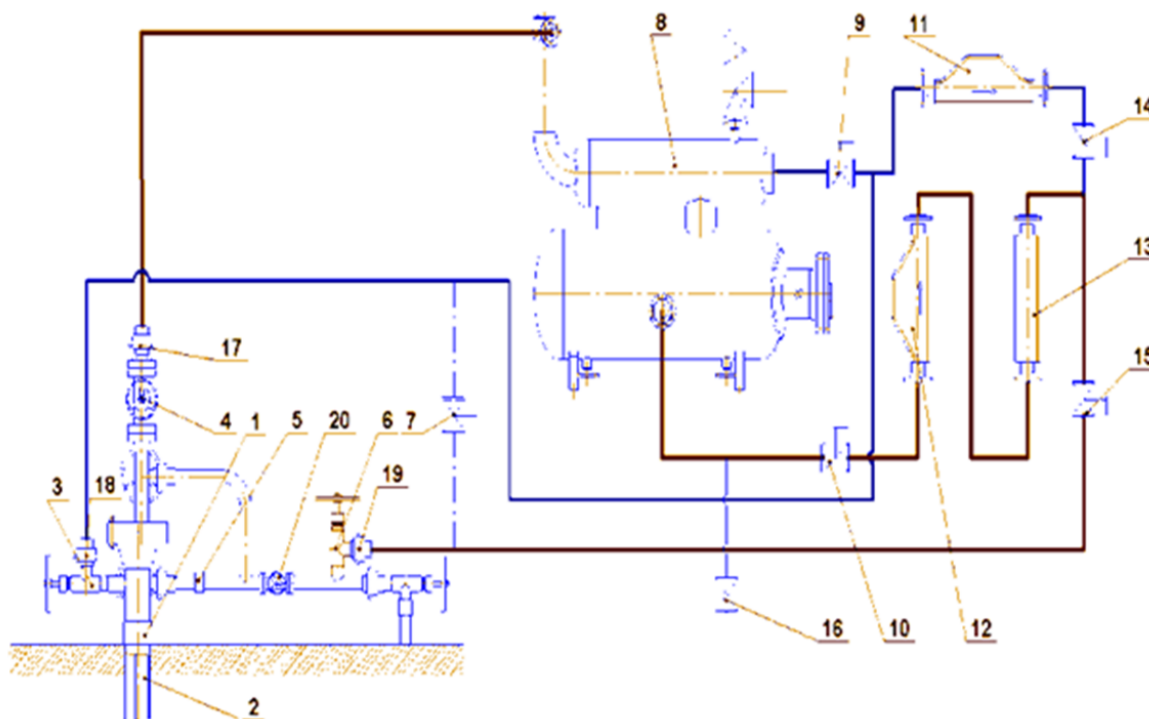
ЛПИГФ определяется суммарный полный дебит скважины по газу, состоящий из трех слагаемых: свободного газа затрубного пространства, газа отсепарированного в газосепараторе и растворенного в отсепарированной нефти газа, измеренного прибором УОСГ-1РГ. Суммарное значение дебита газа соотносится с данными по дебиту нефти, полученными после обработки в контроллере значений дебита жидкости и обводненности, что позволяет определить величину полного газового фактора нефти по конкретной скважине.

Испытания показали, что количество газа, поступающего из затрубного пространства при нормальном погружении насоса, составляет не менее 50 % от общего объема. Во многих случаях это количество доходит до 90 % и более.

Общий вид передвижной лаборатории ЛПИГФ предназначенной для измерения Γ_f представлен на рис. 8.

На рис. 8 показана схема подключения передвижной установки к скважине. Скважина имеет эксплуатационную колонну 1, насосно-компрессорную трубу (НКТ) 2, задвижки 3, 4 и обратный клапан 5. Выкидная линия скважины через задвижки 6 и 7 сообщается соответственно с коллектором системы сбора нефти и с передвижной установкой для определения дебитов нефти, газа и воды в скважинах, которая содержит газосепаратор 8, задвижки 9 для газа и 10 для жидкости, счетчики 11 для газа и 12 для жидкости, влагомер 13, задвижки 14 и 15 на газовой и жидкостной линиях. На жидкостной линии после газосепаратора 8 расположена задвижка 16 для отбора нефти с целью измерения остаточного растворенного газа специализированным измерительным прибором УОСГ-1РГ. Для подключения передвижной установки к скважине имеются разъемы 17, 18 и 19. Для обеспечения поступления измеряемых флюидов в напорный коллектор предусмотрена разрывная задвижка 20.

Установка работает следующим образом. После подключения передвижной установки к скважине с помощью разъемов 17, 18 и 19, а также закрытия задвижки 20, производят открытие задвижек 3, 7, 9, 10, 14 и 15 с одновременным закрытием задвижки 6. Производится выдержка в течение 10 – 15 мин. для выравнивания давлений в сепараторе 8 и затрубном пространстве скважины. После этого жидкость из насосно-компрессорной трубы 2 будет поступать через задвижки 4 и 7 в газосепаратор 8, в котором будет происходить разделение жидкости (обводненной нефти) и газа. Газ из верхней части газосепаратора через задвижку 9 будет поступать в газовый счетчик 11 и далее через задвижки 14, 15 и 19 будет под собственным давлением уходить в коллектор.



**Рис.8. Передвижная лаборатория для измерения текущего газового фактора нефти
ЛПИГФ (ОЗНА-Массомер-Е-400-2-01)**

Одновременно отсепарированный в затрубном пространстве и не поступивший на прием насоса газ из затрубного пространства между колонной 1 и НКТ 2 через задвижку 3 будет поступать в газовую линию между задвижкой 9 и счетчиком 11 и далее, смешиваясь с газом,

выходящим из газосепаратора, будет измеряться счетчиком 11. Таким образом, счетчик 11 будет замерять суммарное количество газа, сепарированного из добываемой нефти.

Дегазированная жидкость из нижней части газосепаратора под собственным давлением через задвижку 10 поступает последовательно в счетчик 12 для жидкости, далее во влагомер 13 и через задвижку 15 отводится в коллектор. В случае необходимости оценки остаточного $\Gamma_{\text{ф}}$ в отсепарированной нефти к задвижке 16 на выкидной линии подсоединенной к нижней части газосепаратора подключают специализированный измерительный прибор УОСГ-1РГ.

Благодаря отводу газа из затрубного пространства непосредственно в газовую линию перед газовым счетчиком 11 удастся значительно повысить точность определения газового фактора за счет устранения перепада давления в обратном клапане 5 и дополнительного перемешивания с жидкостью до газосепаратора 8.

Пробоотборная задвижка 16 позволяет отобрать пробу жидкости для определения остаточного количества растворенного газа с помощью дополнительного разгазирования жидкости до атмосферного давления. Суммирование остаточного количества растворенного газа в отобранных через задвижку 16 пробах с замеренным на счетчике 11 позволяет определить полный газовый фактор нефти с высокой точностью.

Основные технические характеристики разработанной установки ЛПИГФ по результатам ее испытаний:

Дебит по газовой линии, $\text{м}^3/\text{сут}$	100-100000
Дебит по жидкостной линии, $\text{т}/\text{сут}$	1-500
Погрешность измерения:	
- объема свободного газа, %, не более	$\pm 2,5$
- массы жидкости, % не более	$\pm 4,0$

В ходе исследований по четвертому направлению с участием автора была разработана принципиальная схема передвижной установки для точного измерения полного газового фактора нефти (УЗГФ) с учетом остаточного количества растворенного газа в дегазированной нефти без необходимости обхода сепарационной емкости с помощью газопровода, подводящего газ из затрубья непосредственно на газовый счетчик по аналогии с измерительной установкой ЛПИГФ (рис.9).

На рис. 9 показан способ подключения УЗГФ к выкидному коллектору 1, идущему от устья эксплуатационной скважины (на рис.не показана) через входной кран 2 измерительной установки, к которому с помощью линии 3 подключен блок предварительного газосепаратора 4, с которого дегазированная нефть поступает по линии 14 на основную сепарационную емкость 5, а сепарированный газ - через газовый счетчик 26 в газовую линию 9.

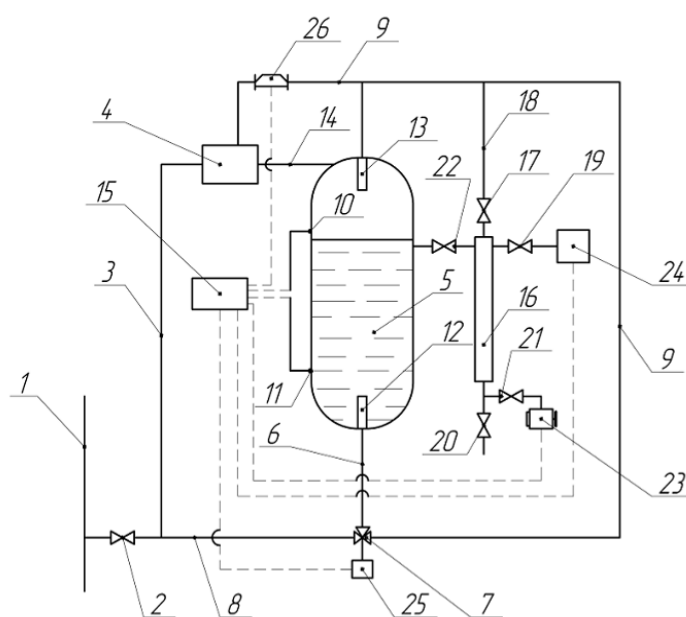


Рис. 9. Принципиальная функциональная блок-схема установки УЗГФ для измерения полного газового фактора нефти

Нижняя часть ёмкости 5 линией 6 соединена с трехходовым краном 7 с электроприводом 25, который с одной стороны подсоединен линией 8 через кран 2 к коллектору 7, а с другой стороны - с помощью

газовой линии 9 с верхней частью измерительной ёмкости 5.

В ёмкости 5 установлены верхний 10 и нижний 11 датчики гидростатических уровней жидкости. В нижней части ёмкости 5 расположен приемный патрубок 12 для слива жидкости, а в верхней части ёмкости 5 расположен приемный патрубок 13 для отвода сепарированного газа.

К верхней части ёмкости 5 подведена линия 14 после дополнительного дегазатора 4. Управление включениями дегазатора 4 и трехходового крана 7 осуществляется автоматически по заданному алгоритму контроллером блока управления 15 по сигналам датчиков 10 и 11 гидростатического давления. В непосредственной близости к ёмкости 5 установлена отстойная камера 16, верхняя часть которой соединена через кран 17 с верхним уровнем калиброванной части ёмкости 5, находящимся непосредственно под уровнем расположения датчика 10. Кроме того, верхняя часть отстойной камеры 16 соединена также через кран 17 и линию 18 с газовой линией 9. В верхнюю часть камеры 16 через кран 19 подведена линия подачи химического деэмульгатора от ёмкости 24. В нижней части отстойной камеры 16 установлены сливные краны 20 и 21. Отстойная камера 16 соединена с калиброванной частью ёмкости 5 на разных уровнях с помощью крана 22. Кран 21 соединен с прибором 23 (УОСГ-1РГ) для измерения остаточного количества растворенного газа в нефти по команде с блока 15.

Способ измерения полного газового фактора осуществляется с помощью УЗГФ следующим образом.

Соединение измерительной передвижной установки с коллектором 1 производится при открытом кране 2. Через входную линию 3 продукция скважины поступает сначала на дополнительный газосепаратор 4, а с него – по линии 14 в верхнюю часть измерительной ёмкости 5, а сепарированный газ через газовый счетчик – в газовую линию 9.

Отсепарированная жидкость, стекая вниз, заполняет калиброванную часть ёмкости 5 между уровнями расположения датчиков 11 и 10. При этом автоматически фиксируется время заполнения ёмкости 5 от датчика 11 до датчика 10. В период заполнения емкости 5 жидкостью трехходовой кран 7 перекрывает сливную линию 6 и одновременно соединяет линии 9 и 8 для отвода сепарированного газа в коллектор 1. В период заполнения емкости 5 продукцией скважины отсепарированный газ отводится по линиям 9 и 8 в выкидной коллектор скважины 1. При заполнении емкости 5 жидкостью от датчика 11 до датчика 10 программа блока управления 15 рассчитывает дебит скважины по жидкости (водонефтяной смеси).

После того, как уровень жидкости подойдет к верхнему датчику 10 емкости 5, блок управления 15 подает команду на переключение трехходового крана 7 на слив жидкости из емкости 5 в коллектор 1 через линии 6 и 8. Одновременно трехходовой кран 7 перекрывает линию 9 отвода газа из емкости 5 по линии 6.

В этом цикле измерения накапливающийся в верхней части измерительной емкости 5 газ будет в ней оттеснять верхний уровень заполняющей ее жидкости вниз. Время опорожнения калиброванной части емкости 5 от жидкости будет пропорционально дебиту жидкости поступающей в емкость 5 вместе с объемом попутного нефтяного газа. При этом дебит газа определяется делением объема калиброванной части емкости 5 на время опорожнения емкости 5 от жидкости.

В момент достижения уровнем жидкости в емкости 5 датчика 10 в цикле наполнения емкости продукцией производят по команде с блока 15 открытие крана 22 для наполнения отстойной камеры 16 продукцией пласта с верхнего слоя заполняющей емкость 5 жидкости. В верхнем слое жидкости содержание водной фазы будет минимальным. Заполнение отстойной камеры 16 продукцией пласта производят при открытом кране

17 в целях выравнивания давлений в емкости 5 и отстойной камере 16. Далее в камеру 16 с целью полного разрушения имеющейся в ней водонефтяной эмульсии и высвобождения растворенного в ней остаточного газа производят по команде с блока 15 ввод деэмульгатора (например СНПХ-4501 или СНПХ-4480) и выдерживают некоторое время до ее полной дегазации.

В последующем по команде с блока 15 перекрывают кран 22 и производят слив жидкости под давлением из камеры 16 через кран 20. Во избежание резкого снижения давления в отстойной камере 16 слив жидкости производят при очень малом расходе, т.е. практически отдельным каплями. Кроме того, для поддержания давления в камере 16 слив жидкости из нее производят при открытом кране 17.

После появления в сливаемой жидкости нефти по команде с блока 15 кран 20 перекрывают и через кран 21 производят отбор пробы нефти также под давлением в прибор 23 для определения концентрации остаточного растворенного газа. Отбор пробы через кран 21 также снижает риск попадания воды в пробу из патрубка, расположенного выше крана 20. Такая процедура отбора пробы нефти позволяет практически полностью исключить попадание в нее водной фазы продукции пласта.

Полный газовый фактор нефти в разработанной установке рассчитывается уже с учетом дополнительного количества остаточного растворенного газа в отсепарированной нефти, измеренного прибором 23 (УОСГ-1РГ).

Измерение гидростатического перепада давления жидкости в емкости 5 по показаниям датчиков 10 и 11 гидростатических уровней жидкости при заданных плотностях нефти и воды позволяет автоматически рассчитать обводненность продукции и дебиты нефти и воды. Установка спроектирована и изготовлена для диапазона измерения газового фактора нефти до $100 \text{ м}^3/\text{т}$ и массового расхода сырой нефти до

31250 кг/ч. Пределы допускаемой относительной погрешности расхода составляют для сырой нефти $\pm 4,0\%$, для полного газового фактора нефти $\pm 2,5\%$.

Методика измерения полного газового фактора нефти установкой УЗГФ аттестована ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» и введена в Государственный реестр РФ (МН 759-2017).

Таким образом с помощью разработанной с участием автора усовершенствованной установки для измерения полного газового фактора нефти удалось повысить точность и оперативность его оценки в условиях большого диапазона содержания в нефти попутного газа и любой обводненности продукции.

Промысловая эффективность разработанных с участием автора измерительных установок ЛПИГФ и УЗГФ была подтверждена результатами их испытаний на объектах заказчика в период с 8 по 21 декабря 2015 г.

Замеры выполнялись согласно ГОСТ Р 8.615-2005, ГОСТ Р 50.2.052-2006, ГОСТ Р 8.596-2002 и утвержденных методик выполнения измерений с применением сертифицированных средств измерений, внесенных в реестр средств измерений РФ.

Замеры газовых факторов проводились в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615-2005 сертифицированными средствами измерения: расходомерами Mikro Motion F-200, Mikro Motion F-050, влагомером ВОЕСН, приборами для определения содержания свободного и растворенного газа в нефти УОСГ-100СКП, УОСГ-1РГ и согласно аттестованных и утвержденных в установленном порядке методик выполнения измерений.

Сопоставление результатов измерения текущего $\Gamma_{\text{ф}}$ установкой ЛПИГФ и результатов измерения полного газового фактора установкой УЗГФ с данными лабораторного анализа [8] показало их высокую

сходимость в пределах не более $\pm 3 - \pm 4\%$.

При проведении исследовательских работ по пятому направлению автором на основе полученных ранее экспериментальных данных (см. рис. 7) было выполнено эскизное проектирование скважинного пробоотборника оснащенного ультразвуковыми датчиками для оценки газового фактора отобранных проб без подъема их на поверхность, по скорости ультразвуковых колебаний при их «прозвучивании» непосредственно в корпусе скважинного прибора. Результаты проектирования подтвердили обоснованность сделанных выводов и были опубликованы для ознакомления заинтересованных нефтедобывающих предприятий и специалистов [7].

Результаты исследования путей реализации эффективных способов измерения газового фактора нефти на поздней стадии разработки нефтяных месторождений позволяют сделать следующие выводы, а именно:

1. Был выполнен большой объем экспериментальных исследований зависимости Γ_{ϕ} от величины дебита, температуры и обводненности продукции, которые позволили выявить основные мешающие факторы влияющие на точность его измерения;
2. Проведенный анализ технических возможностей современных измерительных установок предназначенных для измерения дебита трехфазной продукции показал, что на завершающей стадии эксплуатации нефтяных месторождений уровень и значительная нестабильность мешающих факторов вынуждают создавать для измерения Γ_{ϕ} специализированные измерительные установки.
3. В ходе проектирования установок для измерения газового фактора было принято решение разработать два вида установок: упрощенную – для измерения текущего газового фактора, предназначенную для массового применения (ЛПИГФ) и более сложную – для измерения полного

газового фактора для ограниченного применения в силу ее большой функциональной сложности и, соответственно, себестоимости (УЗГФ).

4. Результаты производственных испытаний разработанных измерительных установок в различных нефтедобывающих регионах России подтвердили их технологическую и эргономическую эффективность.

Список литературы

1. Давыдова О.В. Способ измерения газового фактора / Современные технологии в нефтегазовом деле-2011: Сб. науч. тр. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011-Т.2.-с.269
2. Гуторов Ю.А., Ларин П.А. Технология повышения нефтеотдачи посредством водогазового воздействия на продуктивный пласт//учебное пособие///Октябрьский, УГНТУ, 2013, 72 с вып 2 серия: Нефтегазовое дело
3. Гуторов Ю.А., Арсланова Л.З. Управление реологическими свойствами углеводородов в пластовых условиях с целью повышения эффективности добычи ТРИЗ//учебное пособие, вып 12, серия Нефтегазовое дело, Октябрьский, УГНТУ, 43 с.
4. Гуторов Ю.А., Гуторов А.Ю., Юсупова Л.Ф. Технология повышения нефтеотдачи на основе применения ОРЭ и ОРЗ многопластовых объектов//учебное пособие, вып. 12, серия Нефтегазовое дело, Октябрьский, УГНТУ, 2017, 102 с.
5. www.vniigis.bashnet.ru
6. Измерения продукции скважин нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://ozna.ru/upload/iblock/169/1694c10a48a790fcdcc2e4702dde61ff.pdf>
7. Давыдова О.В., Валеев М.Д., Газаров А.Г., Кордик К.Е. Сравнительный анализ измерительных установок для определения газового фактора / НТЖ // Нефтяное хозяйство, М. - 2011. - № 1. С. - 96-99.
8. О.В. Давыдова Экспериментальные исследования сепарации газа на приеме погружных насосов / Международная научно-техническая конференция «Современные технологии в нефтегазовом деле-2013» (29 марта 2013 г.).

References

1. O.V. Davydova *Sposob izmereniya gazovogo faktora* [Gas-oil ratio measuring technique]. Collection of research papers "Sovremennyye tekhnologii v neftegazovom dele-2011" [Present-day technologies for oil and gas production-2011]. Ufa: UGNTU Publ, 2011, Vol. No.2, p.269 (in Russian)
2. Yu.A. Gutorov, P.A. Larin *Tekhnologiya povysheniya nefteotdachi posredstvom vodogazovogo vozdeystviya na produktivnyj plast* [Enhanced oil recovery technique based on water-alternating-gas injection]. Teaching guide, Oktyabrsky: UGNTU Publ, 2013, 72 p. No.2, series: Neftegazovoye delo (in Russian)
3. Yu.A. Gutorov, L.Z. Arslanova *Upravlenie reologicheskimi svojstvami uglevodorodov v plastovyh usloviyah s cel'yu povysheniya ehffektivnosti dobychi TRIZ* [Control of hydrocarbon rheology in-situ to improve the efficiency of unconventional reserves

- recovery]. Teaching guide, No.12, Series: Neftegazovoye delo. Oktyabrsky: UGNTU Publ, 43 p. (in Russian)
4. Yu.A. Gutorov, A.Yu Gutorov, L.F. Yusupova *Tekhnologiya povysheniya nefteotdachi na osnove primeneniya OREH i ORZ mnogoplastovykh ob"ektov* [Enhanced oil recovery based on application of dual completion systems for production and injection in multi-zone reservoirs]. Teaching guide, No.12, Series: Neftegazovoye delo. Oktyabrsky: UGNTU Publ, 2017, 102 p. (in Russian)
 5. www.vniigis.bashnet.ru
 6. *Izmereniya produktsii skvazhin neftyanykh, gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenij* [Wellstream metering in oil, gas, and gas-condensate fields]. Available at: <http://ozna.ru/upload/iblock/169/1694c10a48a790fcdcc2e4702dde61ff.pdf> (in Russian)
 7. O.V. Davydova, M.D. Valeev, A.G. Gazarov, K.E. Kordik *Sravnitel'nyj analiz izmeritel'nykh ustanovok dlya opredeleniya gazovogo faktora* [Comparative analysis of GOR measuring units]. Neftyanoye hozyajstvo, Moscow, 2011, No.1, pp. 96-99 (in Russian)
 8. O.V. Davydova *Ekspperimental'nye issledovaniya separatsii gaza na prieme pogruzhnykh nasosov* [Experimental studies of gas separation at the bottom-hole pump suction]. International Science and Technology Conference "Present-day technologies for oil and gas production-2013", 23 March 2013 (In Russian)

Сведения об авторах

Давыдова Оксана Викторовна, аспирант УГНТУ, учебный мастер кафедры «Нефтепромысловых машин и оборудования», филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, Республика Башкортостан, Российская Федерация
E-mail: oksana123123@mail.ru

Габдрахманов Нурфаяз Хабибрахманович, доктор технических наук, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, Республика Башкортостан, Российская Федерация
E-mail: oksana123123@mail.ru

Authors

Davydova O.V., PhD student, Oktyabrsky branch of Ufa State Petroleum Technical University, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
E-mail: oksana123123@mail.ru

Gabdrakhmanov N.Kh., Dr.Sc., Professor of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Oktyabrsky branch of Ufa State Petroleum Technical University, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
E-mail: oksana123123@mail.ru

Давыдова Оксана Викторовна
452600, Российская Федерация, Республика Башкортостан
г. Октябрьский, ул.Девонская 54А, филиал УГНТУ
Тел.. 8 927 338 05 34
E-mail: oksana123123@mail.ru