

DOI 10.25689/NP.2019.1.215-226

УДК 622.276.5.001.42

К ВОПРОСУ О ВОЗМОЖНОСТИ СОЗДАНИЯ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ НЕФТИ И ЭКСПРЕССОЦЕНКИ ИХ ГАЗОВОГО ФАКТОРА

¹Гуторов Ю.А., ²Давыдова О.В.

¹РКНТЦ «Нефтяная долина»

²Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском

ON DEVELOPMENT OF EQUIPMENT FOR TIME-EFFICIENT CRUDE OIL SAMPLING AND RAPID GAS-OIL RATIO MEASUREMENT

¹Gutorov Yu.A., ²Davydova O.V.

¹RKNTC Neftyanaya Dolina

²Ufa State Petroleum Technical University, Oktyabrsky Branch

E-mail: gutorov70@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается технология измерения газового фактора добываемой нефти применительно к различным геолого-физическим условиям. Показано, что в случае необходимости оценки величины газового фактора в скважинах эксплуатирующих многопластовые объекты существующие технологии основанные на отборе глубинных проб скважинными многокамерными пробоотборниками с последующим их анализом в лабораторных условиях обладает низкой производительностью и длительным простоем скважины под исследования. Учитывая современные технологические достижения в области геофизического аппаратустроения предлагается оснастить скважинные пробоотборники терморегулируемыми нагревателями и ультразвуковыми измерителями плотности отобранных проб пластовой жидкости, что позволит выполнить экспрессоценку ГФ непосредственно в скважине без подъема отобранной пробы на поверхность и существенно поднять технико-экономическую эффективность этой операции.

Ключевые слова: газовый фактор, проба пластового флюида, пробоотборник, экспрессоценка пробы, термонагревательные элементы, ультразвуковой измеритель плотности пробы.

Abstract. This paper discusses the gas-oil-ratio (GOR) measuring technique for various geologic conditions. In case of GOR measuring in wells producing from multilayered reservoirs the available technologies based on downhole sampling with a multi-chamber sampling tool and further laboratory analysis of the samples are inefficient and require long-term well shutoff. Based on recent advances in geophysical tools development, fluid samplers are suggested to be equipped with temperature-controlled heaters and ultrasonic fluid-density meters. This will provide rapid measurement of GOR directly in a borehole without sample lifting to the surface, thus significantly increasing technical-and-economic efficiency of this operation.

Key words: *gas-oil ratio, fluid sample, sampling tool, rapid measuring, heater, ultrasonic density meter*

Величина газового фактора нефти добываемой из конкретного нефтенасыщенного пласта является важным параметром, который оказывает значительное влияние на его продуктивность, в связи с чем необходимо осуществлять текущий контроль за его величиной в соответствии с [1].

Согласно общепринятой практике подобный контроль осуществляют, как правило, на устье скважины путем периодического отбора проб добываемой нефти и последующего их анализа в лабораторных условиях, либо путем непрерывного инструментального контроля за добываемой продукцией с помощью специальных измерительных установок [2].

Подобный метод измерений газового фактора (ГФ) вполне себя оправдывает при условии эксплуатации одного продуктивного пласта. Однако, когда одной скважиной эксплуатируются два и более продуктивных пластов, то подобный метод измерений себя не оправдывает, поскольку не позволяет точно оценить ГФ каждого отдельного пласта, что является особенно важным на завершающей стадии разработки нефтяного месторождения [3].

В связи с этим нефтегазодобывающие предприятия решают указанную проблему путем отбора глубинных проб добываемой

продукции с помощью специальных скважинных пробоотборников спускаемых на кабеле (ПГМ-36-30), либо на проволоке в автономном исполнении (ПГМ-А-36-300) с объемом отбираемой пробы 300 мл [4].

Недостаток такого метода оценки газового фактора заключается в том, что он не является оперативным и приводит, с одной стороны, к значительному задалживанию скважин для выполнения подобных операций по отбору проб, а с другой стороны – достаточно продолжительных их лабораторных исследований, не говоря уже о потере времени на доставку проб с месторождения в соответствующую промысловую лабораторию не редко удаленную от промысла на несколько десятков километров.

Решить проблему оперативного исследования ГФ с одновременным снижением себестоимости затрат можно только за счет создания соответствующего скважинного прибора, который совмещал бы в себе функции пробоотборника с измерительным устройством встроенным в его конструкцию.

Известно [5], что величина ГФ сильно зависит от температуры отбираемого из скважины пластового флюида. Причем, чем выше температура пробы, тем меньше в нем остаточного нефтяного газа и, соответственно, меньше её ГФ. Это обстоятельство можно использовать для ускорения процесса оценки ГФ пробы отобранной с помощью скважинного пробоотборника предлагаемой конструкции путём её подогрева в пробоотборнике до нужной температуры. Причем, оптимальная температура полной дегазации отобранной пробы должна заранее определяться для конкретного месторождения нефти в лабораторных условиях соответствующего НГДУ.

Из работы [6] известно, что скорость ультразвуковых колебаний в скважинной жидкости зависит от её плотности которая обратно пропорциональна степени насыщения её газом, т.е. от газового фактора: чем выше ГФ, тем меньше плотность скважинной жидкости и – наоборот.

Таким образом, на основании вышесказанного, а также с учетом конструктивных недостатков существующих модификации скважинных пробоотборников, не позволяющих с их помощью осуществлять экспрессоценку ГФ отобранных проб пластового флюида без подъема их на поверхность, можно сделать вывод, что решить указанную проблему можно путем создания пробоотборного устройства включающего в свой состав помимо известных функциональных узлов и деталей, к которым в первую очередь относятся пробоотборные камеры снабженные поршнем с электро- или гидроприводом, всасывающие и перепускные клапаны соединенные с пробосборным контейнером, также функциональные узлы предназначенные для дегазации отобранных проб с помощью терморегулирующих нагревателей и последующего измерения в них скорости распространения ультразвуковых колебаний.

Далее нами приводится подробное описание конструкции предлагаемого пробоотборного устройства (Рис.1), которое состоит из баростойкого корпуса 1, с расположенным внутри рабочим корпусом 2 с перемещаемым внутри него с помощью штока 5, приводимым в движение от электродвигателя 7 через редуктор 6, поршня 3 с перепускным клапаном 4.

Внутри поршня 3 находится полость с расположенной в ней индукционной катушкой 8, которая предназначена для управления электромагнитным перепускным клапаном 4.

В боковой поверхности нижней части 13 рабочей камеры 2 находится впускной электромагнитный клапан 9, который управляется электромагнитной катушкой 10, расположенной в нижней части полости 29 между баростойким корпусом 1 и рабочим корпусом 2. На внутренней нижней поверхности рабочей камеры 2 смонтированы нагревательные элементы 12, предназначенные для подогрева отобранной в нижний рабочий отсек 13 пробы пластовой жидкости до нужной температуры её полной дегазации.

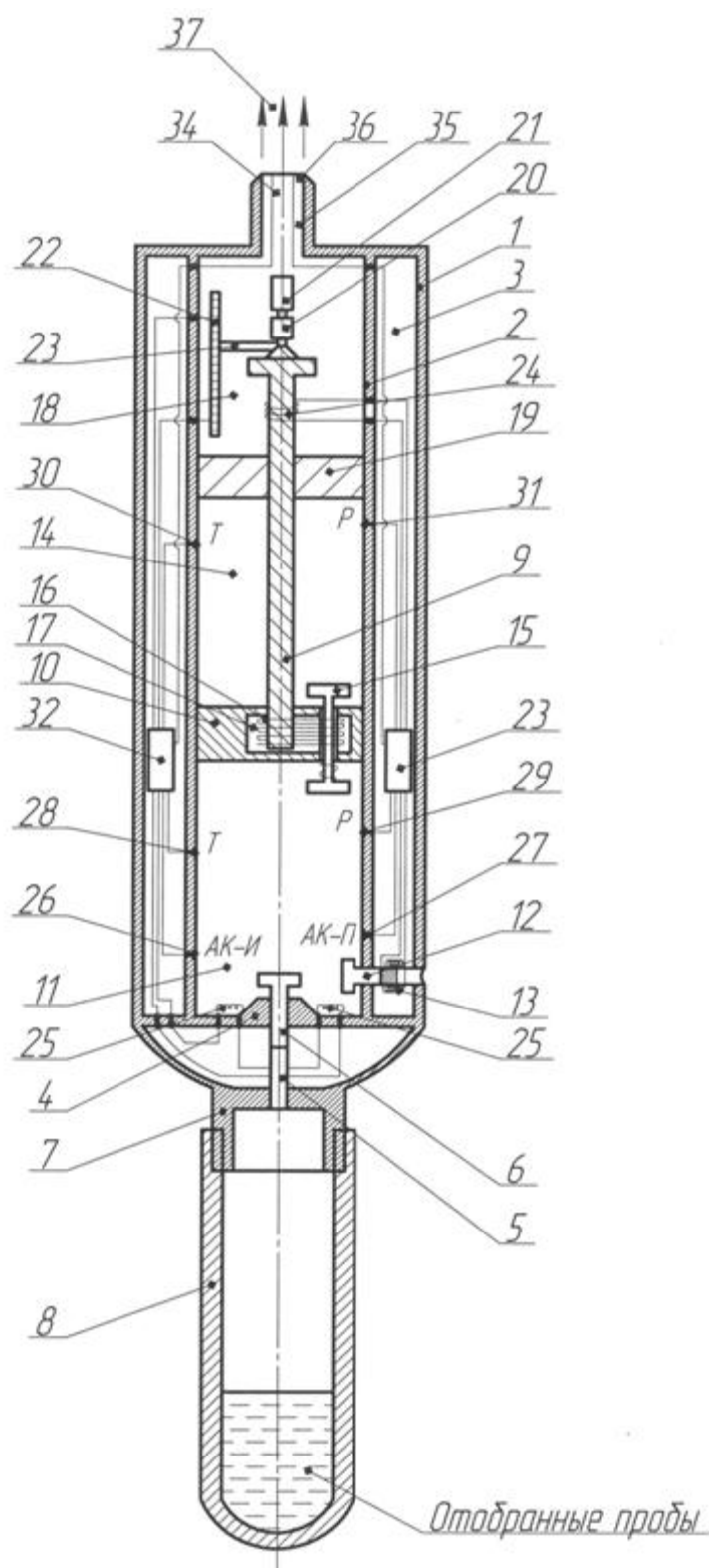


Рис.1. Общий вид конструкции усовершенствованного пробоотборного устройства

К торцевой части баростойкого корпуса 1 с помощью резьбового переходника 14 подсоединен контейнер 15 для сбора отобранных и

исследованных проб пластовой жидкости 16, которые сбрасываются в него через нажимной клапан 17.

В боковой поверхности нижнего отсека 13 рабочей камеры 2 смонтированы акустические преобразователи: излучатель 18 и приемник 19; датчик температуры 20 и датчик давления 21. В боковой поверхности среднего отсека 22 рабочей камеры 2 смонтированы датчики температуры 23 и давления 24.

В верхнем отсеке 25 рабочей камеры 2 находится приводной механизм управления движением поршня 3 состоящий из редуктора 6 с электродвигателем 7 и механизм реостата 26 и подвижного ползунка 27 синхронно перемещаемого вдоль реостата по мере передвижения поршня 3 и соединенного с ним штока 5 вдоль оси рабочей камеры 2.

Внутри верхнего отсека 25 рабочей камеры 2 находится также индукционная катушка 28 предназначенная для управления перепускным клапаном 4 путем передачи магнитной индукции по штоку 5 на индукционную катушку 8 находящуюся в полости поршня 3.

В рабочей полости 29 расположенной в между баростойким 1 и рабочим 2 корпусами устройства размещены два блока управления 30 и 31, которые предназначены для управления всеми функциональными органами устройства с помощью регистрации основных измеряемых параметров (T , P , V_F) и управления ими по мере необходимости с целью точной оценки ГФ отобранной из скважины пробы пластового флюида (см. рис. 2).

Первый и второй блоки управления 30 и 31 всю оперативную информацию о текущем режиме устройства передают через кабельную головку 32 на поверхность, откуда после её обработки по соответствующим программам исполнительные команды поступают обратно на блоки управления 30 и 31, а с них – на соответствующие исполнительные механизмы устройства (Рис.2).

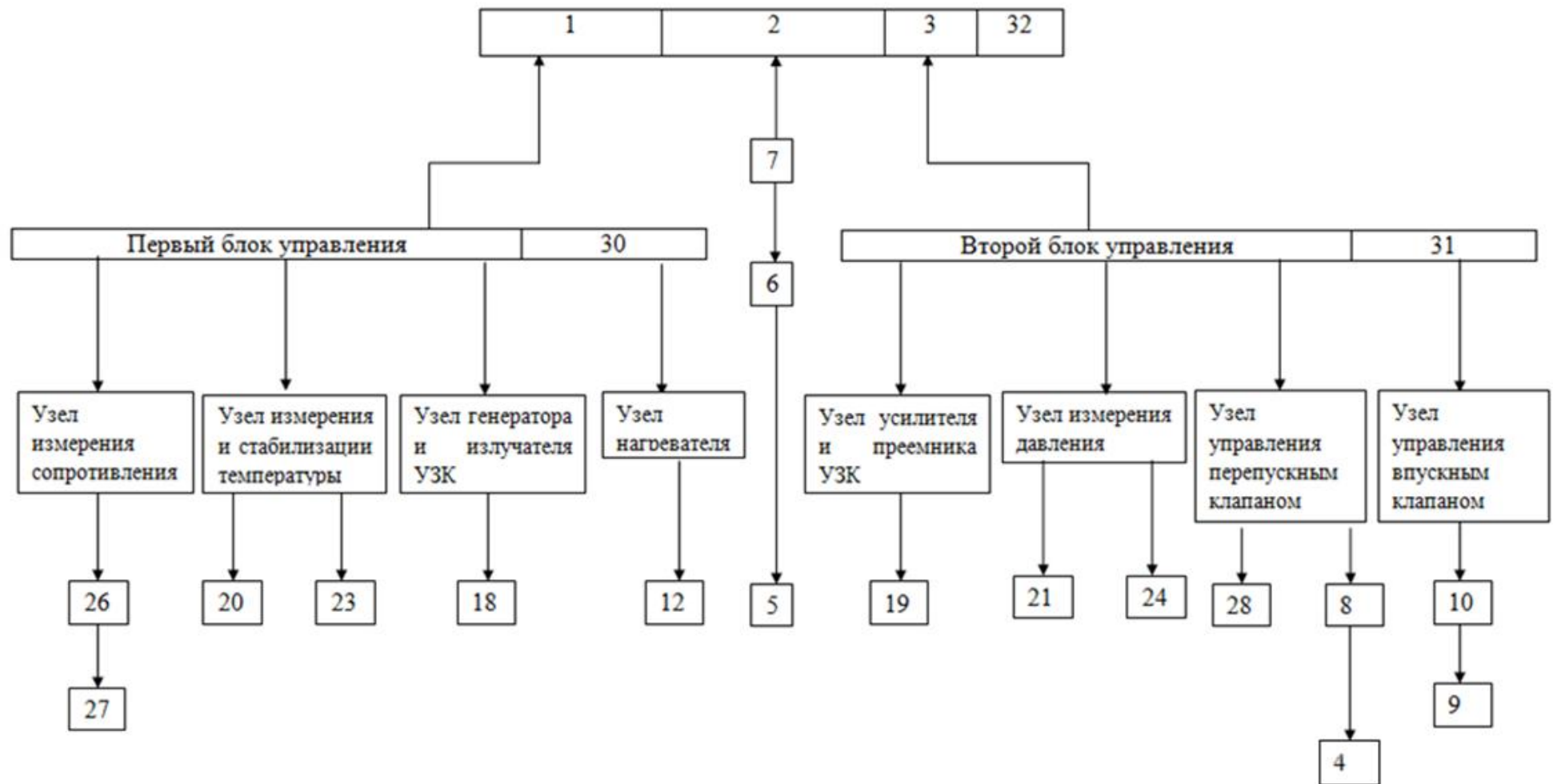


Рис.2. Функциональная блок-схема усовершенствованного пробоотборного устройства

Работает предлагаемое усовершенствованное пробоотборное устройство следующим образом (см. рис. 1 и 2). Для отбора глубинной пробы против одного из работающих пластов устройство на каротажном кабеле подсоединенном к головке устройства 32 спускают в скважину и устанавливают на нужной глубине для оценки ГФ в пробе отобранной пластовой жидкости без подъема на поверхность.

Затем, путем подачи с поверхности управляющего сигнала на второй блок управления 31 включают индукционную катушку 10, которая приводит к открытию впускного клапана 9 и поступлению пробы добываемой продукции в нижний отсек 13 устройства. Далее, путем подачи с поверхности управляющего сигнала на первый блок управления 30 включают нагреватели 12 для подогрева отобранной пробы до нижней температуры её полной дегазации.

На следующем этапе с целью полной дегазации поступившей в нижний отсек 13 устройства пробы пластового флюида подают с поверхности по каротажному кабелю (на рис.1 не показан) энергию на электродвигатель 7 и с помощью редуктора 6 начинают перемещение штока 5 и соединенного с ним поршня 3 в верхнее положение, контролируя с помощью датчиков 20 и 21 температуру и давление в нижнем отсеке 13 устройства, а с помощью датчиков 23 и 24 – температуру и давление в среднем отсеке 22 рабочей камеры 2 устройства.

Одновременно контролируют момент выравнивания давления между нижним 13 и средним 22 отсеками устройства по величине сопротивления отсчитываемого с реостата 26. После фиксации момента выравнивания давления в нижнем 13 и среднем 22 отсеках устройства с помощью реверсного механизма электродвигателя 7 включают его обратное вращение, что приводит к опусканию поршня 3 в крайнее нижнее положение до его контакта с жидкой фазой отобранной пробы находящейся в нижнем отсеке 13 рабочей камеры 2.

Чтобы газовая фаза выделявшаяся из отобранной пробы свободно проходила в отсек 22, с помощью второго блока управления 31 по команде с поверхности путем подачи энергии на первичную индукционную катушку 28, открывают с помощью вторичной индукционной катушки 8 перепускной клапан 4.

После контакта поршня 3 с поверхностью жидкой фазы отобранной пробы находящейся в нижнем отсеке 13 устройства, электродвигатель 7 автоматически отключается.

После остановки поршня 3 в крайнем нижнем положении производит сначала отсчет величины сопротивления на реостате 26, а затем по разности отсчетов величины сопротивления полученной в момент выравнивания давления в нижнем 13 и среднем 22 отсеках, а затем при контакте поршня 3 с поверхностью жидкой фазы отобранной пробы, определяют по показаниям реостата 26 полный объем выделившегося из отобранной пробы газа – V_{Γ} заполнившего средний отсек 22 и полный объем жидкой фазы $V_{\text{ж}}$, заполнившей нижний отсек 13.

Затем, по команде с поверхности поданной на первый 30 и второй 31 блоки управления, запускают с помощью акустических преобразователей 18 и 19 режим прозвучивания дегазированной жидкой фазы отобранной пробы, находящейся в нижнем отсеке 13 рабочей камеры 2 устройства и определяют значение скорости звука, а по ней с использованием известных палеточных зависимостей, полученных ранее, определяют плотность жидкой фазы отобранной пробы пластового флюида – $\rho_{\text{ж}}$.

На основании полученных параметров $V_{\text{ж}}$, V_{Γ} , $\rho_{\text{ж}}$ отобранной пробы, наземное вычислительное устройство автоматически в режиме реального времени определяет ГФ согласно известной формулы (1):

$$\Gamma_{\text{ф}} = \frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}}}, \quad \text{м}^3/\text{т} \quad (1)$$

Затем, после выполнения необходимого цикла измерений ГФ по команде с поверхности запускается цикл очистки нижнего 13 и среднего 22

отсеков от выделившейся газовой и жидкой фаз отобранной пробы сначала путем перемещения поршня 3 с помощью приводного механизма в крайнее нижнее положение, что приводит к открыванию нажимного клапана 17 и выдавливаемой жидкой фазы 16 отобранной пробы в сборный контейнер 15.

Затем, путем включения реверсного режима электродвигателя 7 поршень 3 начинает подниматься в крайнее верхнее положение с одновременным открыванием перепускного клапана 4 по команде с блока управления 31, благодаря чему попутный газ, выделившийся из жидкой фазы ранее отобранной пробы 16 перемещается из надпоршневого пространства в подпоршневое. При достижении поршнем 3 крайнего верхнего положения перепускной клапан 4 по команде с блока управления 31 закрывается и одновременно включается обратный реверс электродвигателя 7, что приводит к опусканию поршня 3 и выдавливанию попутного газа находящегося в подпоршневом пространстве через нажимной клапан 17 в сборный контейнер 15. При достижении поршнем 3 крайнего нижнего положения в нижней рабочей камере 13 она полностью готова к приему очередной пробы пластового флюида из скважины путем установки пробоотборного устройства против следующего продуктивного пласта.

Предварительная оценка технико-экономической эффективности предлагаемого усовершенствованного пробоотборного устройства показывает следующие его преимущества:

1. Производительность при оценке газового фактора с помощью отбора глубинных проб в скважинах эксплуатирующих от двух пластов и более увеличивается не менее чем в 10 раз;
2. Время задалживания скважины на проведение оценки газового фактора пластовых проб от двух продуктивных горизонтов и более сокращается не менее чем в 5 раз;
3. Окупаемость усовершенствованного пробоотборного устройства несмотря на увеличении его стоимости в 4-5 раз обеспечивается отбором не менее 15 глубинных проб.

Список литературы

1. «Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа извлекаемого вместе с нефтью из недр» РД 39-0147035-225-88
2. М.Д. Валеев, А. Газиров, О.В. Давыдова. «Сравнительный анализ измерительных установок для определения газового фактора» // Нефтяное хозяйство, М., 2011, №1, с. 96-99
3. С.Г. Каменцкий, В.М. Кузьмин, В.П. Степанов. «Нефтепромысловое исследование пластов» // М., Недра, 2009, 157 с.
4. Рекламный проспект ПАО НПП ВНИИГИС // www.vniigis/bashnet.ru
5. О.В. Давыдова. «Влияние температуры на остаточное количество газа в нефти при измерениях» // Э/ж. «Нефтегазовое дело», Уфа, УГНТУ, 2013, №1, с.72-75
6. Т.М. Булатова, Е.А. Волкова, Е.Ф. Дубров. «Акустический каротаж», Л., Недра, 1970, 263 с.

References

1. *Instrukciya po opredeleniyu gazovyh faktorov i kolichestva rastvorennogo gaza izvlekaemogo vmeste s نفت'yu iz neдр* [Guidelines on measuring gas-oil ratio and solution gas volume.] RD No. 39-0147035-225-88 (in Russian)
2. M.D. Valeev, A. Gazirov, O.V. Davydova *Sravnitel'nyj analiz izmeritel'nyh ustanovok dlya opredeleniya gazovogo faktora* [Comparative analysis of GOR measuring equipment]. Neftyanoye Khozyaistvo, Moscow, 2011, No.1, pp. 96-99 (in Russian)
3. S.G. Kamensky, V.M. Kuzmin, V.P. Stepanov *Neftepromyslovoe issledovanie plastov* [Field reservoir studies]. Moscow, Nedra, 2009, 157 p.(in Russian)
4. Promotional brochure of PJSC NPP VNIIGIS. Available at: www.vniigis/bashnet.ru
5. O.V. Davydova *Vliyanie temperatury na ostatochnoe kolichestvo gaza v نفت' pri izmereniyah* [Effect of temperature on gas residue in oil during measurement]. Neftgazovoye delo, Ufa, 2013, No.1, pp. 72-75 (in Russian)
6. T.M. Bulatova, E.A. Volkova, E.F. Dubrov *Akusticheskij karotazh* [Acoustic logging]. Nedra, 1970, 263 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Гуторов Юлий Андреевич, доктор технических наук, руководитель департамента анализа и НИР в области ТЭК, региональный координационный научно-технический центр «Нефтяная долина», академик РАЕН, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: gutorov70@mail.ru

Давыдова Оксана Викторовна, аспирант УГНТУ, учебный мастер кафедры «Нефтепромысловых машин и оборудования», филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: oksana123123@mail.ru

Authors

Gutorov U.A., Dr.Sc, Head of Research and Analysis in Fuel and Energy Complex, Regional R&D center Neftyanaya Dolina, member of RANS, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

E-mail: gutorov70@mail.ru

Davydova O.V., PhD student, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

E-mail: oksana123123@mail.ru

Гуторов Юлий Андреевич

452600, Российская Федерация, Республика Башкортостан

г.Октябрьский, ул. Северная, 21

тел. 8 927 342 46 39

E-mail: gutorov70@mail.ru