

Исследование характеристик абразивостойких газосепараторов в промысловых и стендовых условиях

А.Н. Мусинский

аспирант, ст. преподаватель¹
musinskij.an@novomet.ru

М.О. Перельман

генеральный директор²
maxim@novomet.ru

С.Н. Пещеренко

д. ф-м. н., профессор¹
psn@novomet.ru

А.В. Денгаев

к.т.н., доцент³
nttm_smena@mail.ru

В.С. Вербицкий

к.т.н., доцент³
vsverbitsky@gmail.com

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия
²АО «Новомет-Пермь», Пермь, Россия
³Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

В последнее время получили широкое распространение методы интенсификации нефтедобычи путем увеличения проницаемости пластов (за счет проведения гидроразрывов и кислотных обработок), а также увеличения депрессии на пласт (за счет снижения забойного давления в скважине). Это в некоторых случаях может приводить к существенному росту концентрации механических примесей в добываемой жидкости



Рис. 1 — Схема подвески газосепаратора с насосом в скважине

Анализ эксплуатационных данных

Серийное производство новых абразивостойких газосепараторов началось в 2011 г. В настоящее время их применение стало массовым: изготавливается и монтируется в скважины более 100 газосепараторов в месяц. За все время промысловых исследований новых газосепараторов проблем с перерезанием их корпусов не возникло. Рассмотрим примеры эксплуатации скважин одного из месторождений Западной Сибири, характеризующегося условиями повышенной концентрации взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой скважинной продукции. Схема расположения газосепаратора в скважине представлена на рис. 1.

Результаты эксплуатации 72-х установок электрического центробежного насоса (ЭЦН) 5-ой группы исполнения представлены в таб. 1. Анализ причин отказов глубиннонасосного оборудования позволяет сделать вывод о том, что основными причинами отказов были: износ, засорение рабочих органов насоса механическими примесями и кристаллами солей. При этом гидроабразивное разрушение газосепараторов не было выявлено (таб. 1).

В таб. 2 приведены результаты эксплуатации 142-х установок ЭЦН 5А габарита. По результатам комиссионных разборов, причинами отказов были: износ, засорение и коррозия ступеней ЭЦН. Отметим, что в анализируемой выборке доля газосепараторов, работающих при КВЧ более 1000 мг/л, составила 15%; это не было причиной отказа оборудования из-за гидроабразивного разрушения.

Промысловые исследования абразивостойких газосепараторов позволили определить важный технический аспект в области конструктивной надежности при работе в агрессивных скважинных условиях. Для определения широкого диапазона технических возможностей абразивостойких газосепараторов авторами проведены стендовые

испытания на модельной газожидкостной смеси.

Стендовые испытания

Измеряли напор и коэффициент сепарации газосепараторов. В качестве рабочей жидкости использовали смесь воды, воздуха и ПАВ (дисолван 4411, 0,05% об.), моделирующей пластовую жидкость. Испытания проводили на стендах РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина и АО «Новомет-Пермь». Результаты испытаний приведены на рис. 2–5 и в таб. 3.

На рис. 2, 4 представлена зависимость коэффициента сепарации k от подачи газожидкостной смеси. Показано, что коэффициент сепарации уменьшается при увеличении подачи со значений порядка 0,9 до 0,5–0,6 на левой границе рабочей области (которая указывается в марке газосепаратора, например, для ГН5-200 это 200 м³/сут).

Также были проведены сравнительные испытания газосепаратора ГН5-200; полученные результаты приведены в таб. 3. В соответствии с результатами, ошибка измерений коэффициента сепарации была порядка $\pm 5\%$.

На рис. 3, 5 приведены напорно-расходные характеристики при различной входной концентрации газа $\beta_{вх}$ и входном давлении 0,2 МПа. Очевидно, что газосепараторы создают напор во всем рабочем диапазоне, что исключает возможность подсоса газа внутрь насоса через выкидные отверстия газосепараторов.

При высоких концентрациях нерастворенного газа типичным является компоновка УЭЦН как газосепаратором, так и мультифазным насосом. Поэтому на стенде в РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина были проведены испытания модельной 1,5-метровой насосной секции ВНН5-79 с предвключенным газосепаратором ГН5-200 и мультифазным насосом МФОН5-200 при давлении на входе 0,2 МПа. Полученные напорные

Газовый фактор, м ³ /т	КВЧ, мг/л	Вязкость, сПз	Число УЭЦН	Число отказов УЭЦН	Наработка на отказ в среднем	Причины отказов
До 50	До 1900	0,5–2,5	9	7	329	Износ ступеней ЭЦН, отложение солей
До 100	До 1000	0,5–2,5	16	14	312	Засорение ступеней ЭЦН
Более 100	До 1800	0,5–1,5	47	29	261	Износ ступеней ЭЦН, отложение солей

Таб. 1 — Условия и результаты эксплуатации установок ЭЦН 5 габарита, оснащенных новыми газосепараторами

[1, 2]. Практика показала [3–5], что в центробежных газосепараторах твердые частицы вызывают гидроабразивное разрушение внутренней поверхности корпуса. При этом происходит разделение газосепаратора на части и падение нижней части погружной электроцентробежной установки на забой скважины. После изучения механизма гидроабразивного разрушения [6, 7] была разработана новая абразивостойкая конструкция газосепараторов [8]. В данной статье проанализированы промышленные данные об эксплуатации новых газосепараторов 5 и 5А габаритов на одном из месторождений Западной Сибири и результаты стендовых исследований их сепарационных свойств.

Материалы и методы

При помощи двух запатентованных стендовых методик определены характеристики абразивостойких газосепараторов, а также произведен анализ работы этих устройств в скважинных условиях.

Ключевые слова

газосепаратор, абразивостойкость, концентрация газа, промышленные испытания

характеристики работы насосной секции ВНН5-79 отображены на рис. 6.

Испытания показали, что при $\beta_{вх} \leq 65\%$ напор и максимальная подача секции слабо зависят от концентрации газа. Также видно, что насос может устойчиво работать и при $\beta_{вх} = 90\%$ (например, при подаче менее $60 \text{ м}^3/\text{сут}$ напор уменьшился всего на 25–30%, чем в случае $\beta_{вх} = 0$).

Влияние гравитационной сепарации

В условиях испытаний вся газожидкостная смесь поступала на вход газосепаратора, гравитационная сепарация газа на входе в газосепаратор была исключена. В скважинных условиях это не так. Оценим максимальную концентрацию газа, при которой газосепаратор еще обеспечивает устойчивую работу насоса в скважине. Будем считать, что, согласно эксплуатационным данным, напорно-расходная характеристика центробежных насосов в типичных скважинных условиях не меняется при увеличении концентрации газа на входе в насос вплоть до $\beta = 25\%$ [9, 10].

Общий коэффициент сепарации газосепаратора в скважине (k) определяется двумя процессами: гравитационной сепарацией на входе в сепаратор (коэффициент сепарации k_{gr}) и сепарацией внутри газосепаратора (коэффициент сепарации k). Если обозначить поток газа в скважине q , а q_1 — поток газа на входе в газосепаратор, и q_2 — поток на выходе из газосепаратора, т.е. на входе в насос, то

$$k_{gr} = \frac{q - q_1}{q}, k = \frac{q_1 - q_2}{q_1} \quad (1)$$

$$K = \frac{(q - q_1) + (q_1 - q_2)}{q} = \frac{q - q_2}{q} = 1 - (1 - k)(1 - k_{gr})$$

Коэффициент гравитационной сепарации

k_{gr} оценим по эмпирической зависимости [11] пренебрегая слабой зависимостью от $\beta_{вх}$:

$$k_{gr} = \left(1 + 0.52 \frac{u}{w}\right)^{-1}, \quad (2)$$

где $w \approx 0,2 \text{ м/сек}$ — скорость всплывания пузырьков газа, $u = Q/S [b + a(1-b)]$ — средняя скорость жидкости, b — обводненность, a — коэффициент сжимаемости нефти (полагали $a \approx 1,15$), Q — подача по жидкости.

Полученная, согласно (2), зависимость k_{gr} от q и b , приведена на рис. 7.

Максимальная концентрация газа в скважинной жидкости $\beta_{вх}$, при которой газосепаратор еще будет обеспечивать устойчивую работу насоса, определяется из следующего условия:

$$\beta_{вх} \leq \frac{\beta}{1 - K} = \frac{\beta}{(1 - k)(1 - k_{gr})} \quad (3)$$

Например, для ГН5-200: из рис. 2 следует, что $k \geq 0,6$, а из рис. 6 при $b = 0,1$ видно, что $k_{gr} \geq 0,2$; тогда из (3) получим $\beta_{вх} \leq 78\%$. Для ГН5А-350: из рис. 4 следует, что $k \geq 0,55$, а из рис. 6 при $b = 0,1$ видно, что $k_{gr} \geq 0,15$; тогда из (3) получим $\beta_{вх} \leq 75\%$.

УЭЦН укомплектованная двумя 3-метровыми секциями ВНН5-79, газосепаратором ГН5-200 и МФОН5-200, была смонтирована в скважине. Условия ее работы приведены в таб. 4, откуда, в частности, видно, что $\beta_{вх} = 97\%$. Коэффициент гравитационной сепарации, вычисленный согласно (2), оказался равным 68%, т.е. на вход в УЭЦН поступала газожидкостная смесь, содержащая примерно 70% газа. В этих условиях УЭЦН работала устойчиво, что согласуется с данными стендовых испытаний, приведенными на рис. 2.

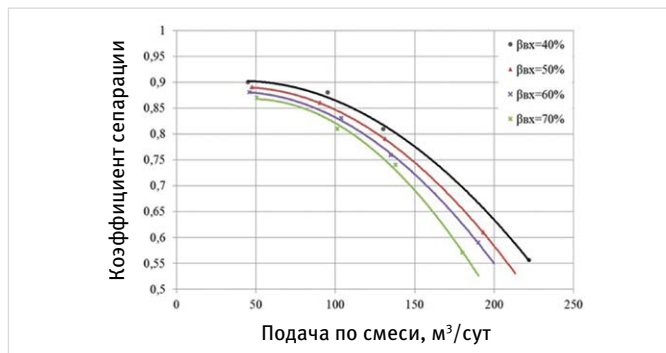


Рис. 2 — Зависимость коэффициента сепарации от подачи по смеси ГН5-200

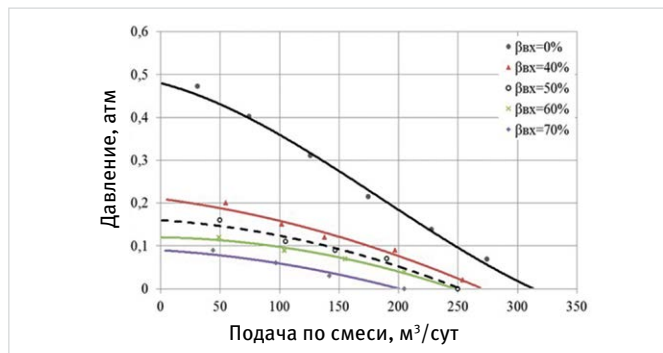


Рис. 3 — Напорно-расходная характеристика ГН5-200 при различных $\beta_{вх}$

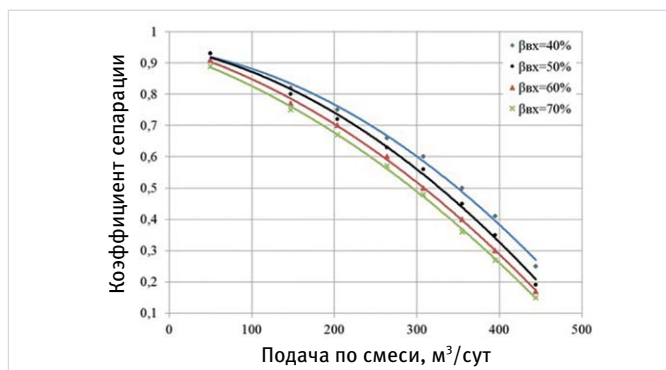


Рис. 4 — Зависимость коэффициента сепарации от подачи по смеси ГН5А-350

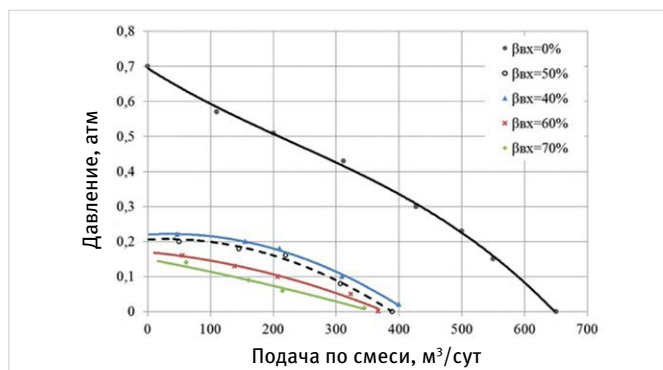


Рис. 5 — Напорно-расходная характеристика ГН5А-350 при различных $\beta_{вх}$

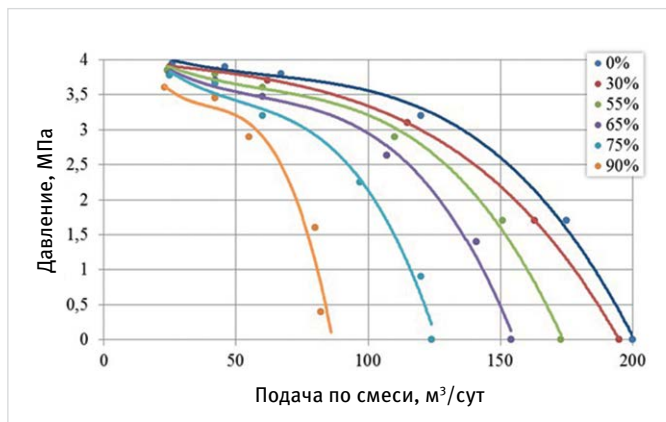


Рис. 6 — Напорная характеристика насосной секции ВНН5-79 с предвключенными ГН5-200 и МФОН5-200 при различном газосодержании на входе

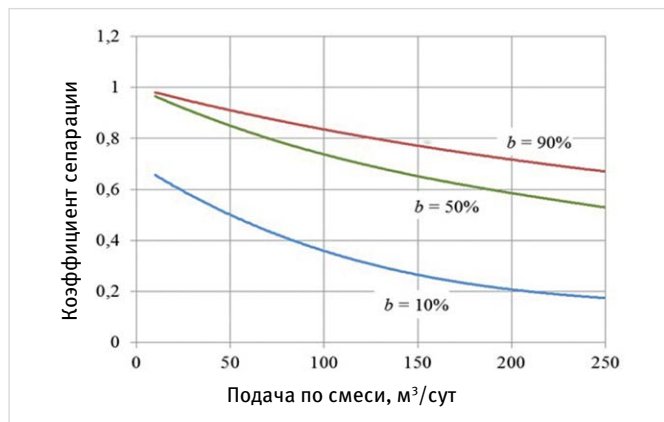


Рис. 7 — Зависимость коэффициента гравитационной сепарации ($k_{гр}$) от подачи по жидкости обводненности (b)

Газовый фактор, м³/т	КВЧ, мг/л	Вязкость, сПз	Число УЭЦН	Число отказов УЭЦН	Наработка на отказ в среднем	Причины отказов
До 50	До 240	0,5–4,0	13	10	414	Износ и засорение ступеней ЭЦН
До 100	До 470	0,2–1,5	108	36	321	Засорение и коррозия ступеней ЭЦН
Более 100	До 9600	0,2–0,5	21	17	231	Отложение солей, засорение ступеней ЭЦН

Таб. 2 — Условия и результаты эксплуатации установок ЭЦН 5А габарита, оснащенных новыми газосепараторами

№	$Q_{см}$, м³/сут	$\beta_{вх}$, %	Коэффициент сепарации РГУ	Коэффициент сепарации АО Новомет
1	50	70	0,88	0,88
2	85	70	0,82	0,83
3	165	60	0,70	0,68
4	55	60	0,86	0,88
5	160	50	0,69	0,73
6	210	50	0,59	0,55

Таб. 3 — Результаты сравнительных испытаний ГН5-200 в РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина и АО «Новомет-Пермь»

$P_{вх}$, МПа	Q жидкости м³/сут.	Газовый фактор, м³/т	Обводнённость, %
3,9	16,4	1260	40

Таб. 4 — Скважинные условия

Итоги

1. Проведены эксплуатационные испытания новых абразивостойких газосепараторов, которые подтвердили их гидроабразивную стойкость даже при КВЧ более 1000 мг/л.
2. С учетом гравитационной сепарации на входе, новые абразивостойкие газосепараторы во всей заявленной области подач обеспечивают устойчивую работу ЭЦН при $\beta_{вх}$ до 75–78%.

Выводы

По результатам комплексного исследования, разработанные газосепараторы доказали свою эффективность при работе в скважинных условиях, осложненных высоким содержанием газа и песка.

Список литературы

1. Генералов И.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях Самотлорского месторождения: дис. ... канд. тех. наук. Уфа, 2005. 183 с.

2. Казаков Д.П. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами после гидравлического разрыва пласта на примере Вынгапуровского месторождения: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2010. 111 с.
3. Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения): автореф. дис. ... канд. техн. наук. Тюмень, 2004. 121 с.
4. Деньгаев А.В., Дроздов А.Н., Вербицкий В.С. Исследование причин полетов газосепараторов в составе УЭЦН // Территория Нефтегаз. 2005. №11. С. 50–53.
5. Деньгаев А.В., Дроздов А.Н., Вербицкий В.С., Маркелов Д.В. и др. Анализ работы центробежных газосепараторов в ОАО «Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2006. №2. С. 86–89.
6. Перельман М.О., Пещеренко М.П., Пещеренко С.Н. Особенности

- многофазных течений в газосепараторах, определяющие их гидроабразивную стойкость // Бурение и нефть. 2013. №5. С. 42–44.
7. Патент № 2379500. Абразивостойкий центробежный газосепаратор от 10.09.2009, кл. E 21 В 43/38.
 8. Островский В.Г., Перельман М.О., Пещеренко С.Н. Механизм гидроабразивного разрушения погружных газосепараторов // Нефтяное хозяйство. 2013. №5. С. 100–102.
 9. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. М.: МАКС Пресс, 2008. 309 с.
 10. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Пермь: Пресс-мастер, 2007. 645 с.
 11. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ. 2003. 816 с.

Signature analysis of abrasive-resistant gas separators under conditions of field and bench test

UDC 622.276 53

Authors:

Artem N. Musinskiy — post graduate, senior teacher¹; musinskiy.an@novomet.ru

Maksim O. Perel'man — general director²; maxim@novomet.ru

Sergey N. Peshcherenko — Sc.D., professor¹; psn@novomet.ru

Aleksey V. Den'gaev — Ph.D., associate professor³; nttm_smena@mail.ru

Vladimir S. Verbitskiy — Ph.D., associate professor³; vsverbitsky@gmail.com

¹Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

²“Novomet Perm”, Perm, Russian Federation

³Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Gubkin, Moscow, Russian Federation

Abstract

Methods of stimulating production by permeability increasing (due to fracturing and acidizing) and pressure drawdown (by lowering the bottom hole pressure in the well) are widely practiced. It can cause the significant increasing of mechanical impurities concentration in the produced fluid [1, 2]. Examples seem to indicate [3–5] that the particulates cause abrasion resistant breakage of the inner side of the separator. In these conditions the separator can be broken up into pieces and low immersible part of the centrifuge can fall on the borehole bottom. After studying the process of the abrasion resistant breakage [6, 7], the new

design for abrasive resistance separator was developed [8].

Field test of new separators 5 и 5A in Western Siberia and results of bench test of separational properties are analyzed in the article.

Materials and methods

The properties of abrasive resistant separators and the analysis of their work under downhole conditions were determined by the means of two patented methods of bench test.

Results

1. Well test of new separators showed that abrasion resistance is the same even when

particles content more than 1000 mg/l.

2. New separators provide steady operation of the electrical centrifugal pump in the field of the flow at $\beta_{\text{вн}}$, 75–78%, taking into account the gravity separation in the upstream.

Conclusions

According to the results of integrated exploration, developed separators proved their efficiency under downhole conditions, high in gas and sand.

Keywords

gas separator, abrasive resistance, gas concentration, field test

References

- Generalov I.V. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin, oborudovannykh UETsN, v oslozhnennykh usloviyakh Samotlorskogo mestorozhdeniya* [Efficiency gains of well operation, equipped with centrifugal pumping equipment, under the difficult conditions of Samotlorskoe field]. Ph.D. dissertation (Engineering). Ufa, 2005, 183 p.
- Kazakov D.P. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin elektrosentrobezhnyimi nasosami posle gidravlicheskogo razryva plasta na primere Vyngapurovskogo mestorozhdeniya* [Efficiency gains of well operation of centrifugal pumping equipment after formation hydraulic fracturing on the example of Vyngapurovskoe oilfield]. Ph.D. dissertation (Engineering). Ufa, 2010, 111 p.
- Kudryavtsev I.A. *Sovershenstvovanie tekhnologii dobychi nefi v usloviyakh intensivnogo vynosa mekhprimesey (na primere Samotlorskogo mestorozhdeniya)* [Technological development of oil production under conditions of returning of mechanical impurities (on the example of Samotlorskoe field)]. Extended abstract of Ph.D. dissertation (Engineering). Tyumen, 2004, 121 p.
- Den'gaev A.V., Drozdov A.N., Verbitskiy V.S. *Issledovanie prichin poletov gazoseparatorov v sostave UETsN* [Research into the causes of gas separator falling downhole, as a component of centrifugal pumping equipment]. *Territorija neftegaz*, 2005, issue 11, pp. 50–53.
- Den'gaev A.V., Drozdov A.N., Verbitskiy V.S., Markelov D.V. i dr. *Analiz raboty tsentrobezhnykh gazoseparatorov v OAO "Yuganskneftegaz"* [Operational analysis of the centrifuge in OAO "Yuganskneftegaz"]. *Oil Industry*, 2006, issue 2, pp. 86–89.
- Perel'man M.O., Peshcherenko M.P., Peshcherenko S.N. *Osobennosti mnogofaznykh techeniy v gazoseparatorakh, opredelyayushchie ikh gidroabrazivnyuyu stoykost'* [Peculiarities of multi-phase flows, determining abrasion resistant strength of gas separators]. *Burenie i Neft'*, 2013, issue 5, pp. 42–44.
- Patent № 2379500. *Abrazivostoykiy tsentrobezhnyy gazoseparator* [Abrasive resistant centrifugal pumping equipment]. Priority from 10.09.2009, kl. E 21 B 43/38.
- Ostrovskiy V.G., Perel'man M.O., Peshcherenko S.N. *Mekhanizm gidroabrazivnogo razrusheniya pogruzhnykh gazoseparatorov* [The mechanism of abrasion resistant destruction of submersible gas separators]. *Oil Industry*, 2013, issue 5, pp. 100–102.
- Drozdov A.N. *Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefi pogruzhnyimi nasosami v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil production technique and operational procedure under difficult conditions by means of bottomhole pump]. Moscow: MAKS Press, 2008, 309 p.
- Ageev Sh.R., Grigoryan E.E., Makienko G.P. *Rossiyskie ustanovki lopastnykh nasosov dlya dobychi nefi i ikh primenenie* [New handbook Russian installations of blade pumps for the oil production and their application]. Perm: Press-master, 2007, 645 p.
- Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefi* [Borehole oil production]. Moscow: *Neft' i Gaz*, 2003, 816 p.