

УДК 622.276

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТЬЕВОГО ЭЖЕКТОРА ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА НА ЮЖНО-ОХТЕУРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

**Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В.**

*ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,  
Тюмень, e-mail: apasov\_gaydar@inbox.ru*

Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) является крайне актуальной задачей для нашей страны в последние два десятилетия. За это время Россия вышла на первое место в мире по объемам сжигания ПНГ. В настоящее время по Западной Сибири ежегодно, согласно данным статистики, сжигается более 5 млрд м<sup>3</sup> газа, а в реальности около 10 млрд м<sup>3</sup>. Потери нефтяного газа формируются в основном за счет мелких, малых и средних удаленных месторождений, доля которых по Западной Сибири продолжает увеличиваться. В результате не только теряется невозполнимый энергетический ресурс, являющийся к тому же и ценным химическим сырьем, но и наносится серьезный ущерб окружающей среде. Применяемые сегодня схемы утилизации включают в себя три основных направления: подачу после предварительной подготовки ПНГ по газопроводам энергетикам; переработку ПНГ с вывозом продуктов; использование ПНГ на собственные нужды промысла. Последний пункт может предполагать закачку ПНГ в пласт для поддержания давления и интенсификации добычи нефти. Для районов месторождений, где отсутствуют потребители ПНГ (а это довольно распространенный случай для российских малых месторождений), использование его для водогазового воздействия является «спасательным кругом». Примером такого месторождения является Южно-Охтеурское нефтяное месторождение, на котором были проведены опытно-промышленные работы по комплексному воздействию на пласт с применением водогазового воздействия (ВГВ).

**Ключевые слова:** утилизация газа, попутный нефтяной газ, устьевой струйный насос-эжектор, водогазовая смесь

## USING A WELLHEAD EJECTOR FOR UTILIZATION OF ASSOCIATED GAS IN THE UJNO-OHTEURSKOM OIL FIELD

**Apasov T.K., Apasov G.T., Sarancha A.V.**

*Federal state budget higher professional educational institution «Tyumen State Oil and Gas University»,  
Tyumen, e-mail: apasov\_gaydar@inbox.ru*

Utilization of associated petroleum gas (APG) is a very urgent task for our country in the last two decades. During this time Russia came in first place in the world on volumes of APG flaring. Currently in Western Siberia annually, according to statistics, burn more than 5 billion cubic meters of gas, but in reality about 10 billion cubic meters. Loss of gas are formed mainly by micro, small and medium-sized remote fields, the share of which in Western Siberia continues to grow. As a result, not only lost an irreplaceable energy resource, a valuable chemical feedstock, but also caused serious damage to the environment. Apply today recycling scheme includes three main areas: the supply after the preliminary preparation of APG pipelines energy; APG with the export of products; the use of associated gas for own needs of the fishery. The last point may involve injection of associated gas into the reservoir for pressure maintenance and enhanced recovery of oil. For areas of fields where there are no consumers of associated gas (which is quite a common case for small fields), using it to wag is «lifeline». An example of such deposits is Ujno-Ohteurskoe oil field which had carried out the pilot work on the integrated impact on the formation with the application of wag (HBV).

**Keywords:** recycling gas, associated petroleum gas, wellhead jet pump-ejector, water-gas mixture

В административном отношении Южно-Охтеурское нефтяное месторождение находится в Александровском районе Томской области в 45 км западнее города Стрежевой, ближайшие разрабатываемые месторождения – Вахское, Северное, Григорьевское. Месторождение находится на второй стадии разработки, промышленная нефтеносность связана с меловыми и юрскими отложениями (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Б<sub>9</sub>, Б<sub>7</sub><sup>0</sup>, Б<sub>7</sub><sup>1</sup> и Б<sub>7</sub><sup>2</sup>), основной объект разработки Ю<sub>1</sub> (72% от общих запасов).

Открыто месторождение в 1990 году, эксплуатация осуществляется с 1991 года.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с меловыми и юрскими отложениями (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Б<sub>7</sub><sup>0</sup>, Б<sub>7</sub><sup>1</sup> и Б<sub>7</sub><sup>2</sup>). Разработка месторождения в настоящее время осуществляется на основании «Дополнения к технологической схеме разработки Южно-Охтеурского месторождения» (протокол № 994 от 21.12.07) и «Дополнения к технологической схеме разработки Южно-Охтеурского нефтяного месторождения», выполненного по договору № 3614-Р между ООО «Южно-Охтеурское» и ОАО «НижневартовскНИПИнефть».

По утвержденной технологической схеме подготовка нефти месторождения осуществляется на ДНС с УПСВ производительностью до 400 тыс. т/год (по жидкости) в районе куста № 1. От АГЗУ КП № 1 по короткому трубопроводу, в который так же поступает продукция с кустовых площадок № 2, 4, скважинная продукция поступает в сепаратор УБС, где происходит отбор свободного газа. В линию «АГЗУ – УБС» через БРХ подается деэмульгатор. Водонефтяная смесь из УБС под давлением 1,0–1,1 кгс/см<sup>2</sup> подается в колонну УСТН, где полностью дегазируется. Разгазированная нефть из УСТН сливается в резервуар РВС № 1, водонефтяная смесь поступает через лучевое распределительное устройство и, проходя через слой воды, попадает в зону отстоя. Далее, нефть из верхней части нефтяного слоя, через узел учета с датчиками НОРД-65, откачивается насосами Н-1, Н-2 в напорный нефтепровод. Газ из УБС подавался на факел высокого давления (ФВД) и где сжигался. При необходимости подогрева продукций скважин в схеме подготовки используют подогреватель ППТ-0,2Г. Характеристики основного оборудования УПС в таблице.

Пластовая вода, выделившаяся в резервуаре РВС № 1 после очистки за счет гидростатического напора, сбрасывается в шурф водозаборной скважины для закачки в систему ППД. Далее, подготовленная нефть транспортируется по нефтепроводу в пункт налива нефти, откуда автовывозом на ПСП в районе НПС «Александровская» в систему АК «Транснефть». При этом ПНН следует РВС емкостью 1000 м<sup>3</sup> для обеспечения непрерывной добычи в случае кратковременных перерывов в автовывозе про-

дукции. Общая технологическая схема ДНС месторождения (рис. 1).

В качестве дополнительных мероприятий по утилизации ПНГ на основании «Дополнения к технологической схеме разработки Южно-Охтеурского нефтяного месторождения», выполненного по договору № 3614-Р, предложена и внедрена со второго квартала 2013 года комплексная технология водогазового воздействия на пласт, с использованием устьевого эжектора в виде опытно-промышленных работ. Применение этой технологии было обосновано как единственное решение на тот момент времени по утилизации попутного нефтяного газа. Данная технология так же позиционировалась как эффективный способ повышения нефтеотдачи и интенсификации притока в дополнение традиционному заводнению.

Попутный газ для водогазовой смеси забирается с помощью струйного насоса-эжектора с газовой факельной линии на площадке подготовки нефти. Струйный насос-эжектор устанавливается на линии нагнетания устьевого фонтанной арматуры нагнетательной скважины. Эжектор представляет собой скважинное устройство, наружный диаметр которого не превышает 0,1 м, общая длина не более 0,4 м, все узлы и детали размещены внутри корпуса, имеют стандартные трубные резьбы и муфты (рис. 2).

Технологический процесс заключается в следующем: поток рабочей жидкости через сопло поступает в приемную камеру эжектора, где возникает разряжение и через клапанный узел из газовой факельной линии засасывается газ. Затем в камере смешения попутный газ смешивается с рабочей жидкостью и далее водогазовая смесь закачивается в пласт.

#### Перечень основного оборудования УПСВ Южно-Охтеурского

Обозначение	Наименование	Кол-во	Характеристика
<i>Существующее</i>			
УБС 1500/14	Сепаратор нефти	1	$V = 10 \text{ м}^3$ , $P_{\text{раб}} - 6 \text{ кгс/см}^2$
УСТ Н-1 м	Установка сепарационная трубная наклонная	1	$Q = 10000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , $P_{\text{раб}} - 0,1 \text{ кгс/см}^2$
ППТ-0,2Г	Подогреватель нефти с промежуточным теплоносителем	1	$Q = 440 \text{ м}^3/\text{сут}$
РВС-1000 № № 1, 2	Резервуар вертикальный стальной	1	$V = 828 \text{ м}^3$
Н-1, Н-2	Насос ЦНС60-330	1	$Q = 60 \text{ м}^3/\text{ч.}$ , $P - 25-30 \text{ кгс/см}^2$
ЕП-16	Емкость утечек	1	$V = 16 \text{ м}^3$
БРХ	Блок реагентного хозяйства	1	БДР «Озна-2,5»
С-1	Счетчик нефти НОРД-65	1	$Q - 150 \text{ м}^3/\text{ч}$

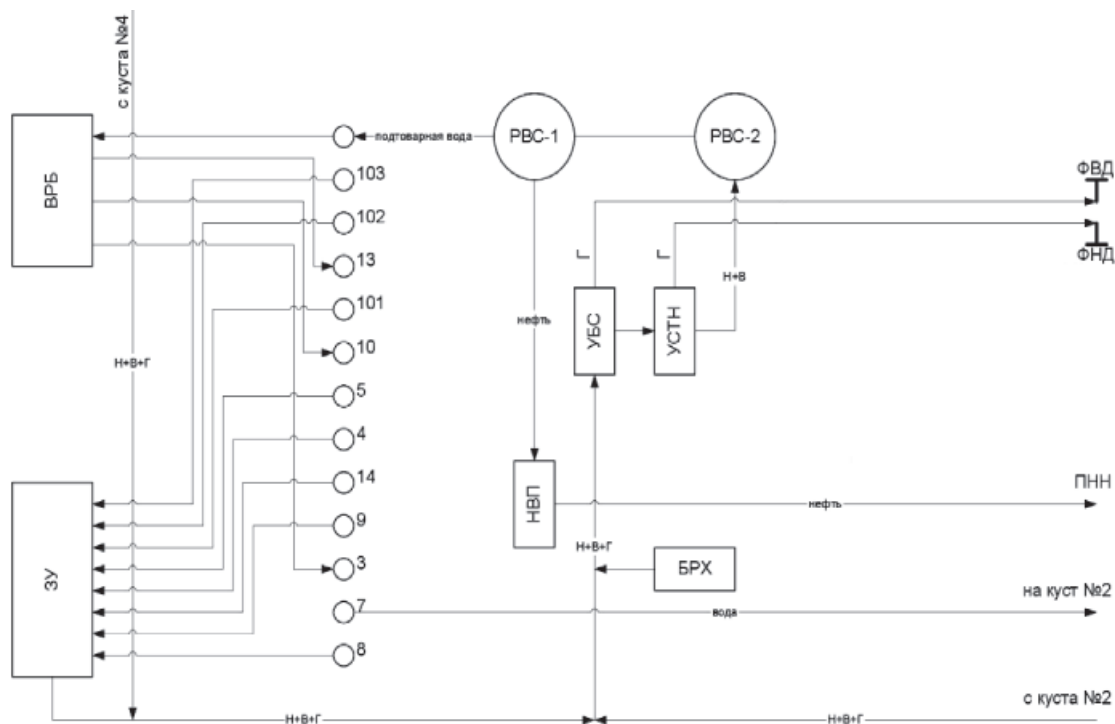


Рис. 1. Технологическая схема ДНС месторождения:  
 ЗУ – замерная установка; БРХ – блок реагентного хозяйства; УБС – установка блочная сепарационная; УСТН – установка сепарационная трубная наклонная; РВС – резервуар вертикальный стальной; ВРБ – блок распределения воды; НВП – насос внешней перекачки; ПНН – пункт налива нефти; УПГ – установка подготовки газа; ПТП – промышленный трубопровод; ФВД – факел высокого давления; ФНД – факел низкого давления

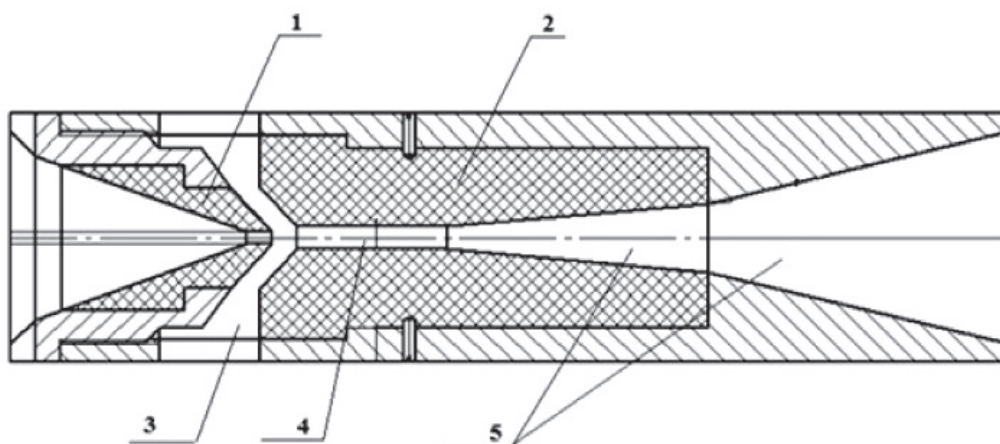


Рис. 2. Схема устьевого струйного насоса-эжектора:  
 1 – сопло; 2 – камера смешивания с диффузором; 3 – приемная камера разряжения;  
 4 – камера смешивания; 5 – камера расширения, диффузор

Процесс полностью контролируется на устье и не должен был создавать сложности при обслуживании, ревизии или замене рабочих деталей. Наличие нагнетательных скважин с высокими давлениями нагнетания позволило провести внедрение и апробирование устьевых водогазовых эжекторов

рассчитанными рабочими характеристиками для существующих условий. Устьевые эжекторы установили на линии нагнетания устьевой арматуры на скважинах № 418Р и 3. Давление нагнетания на скважинах составляло не менее 15,0 МПа. Схема устьевой обвязки на рис. 3.

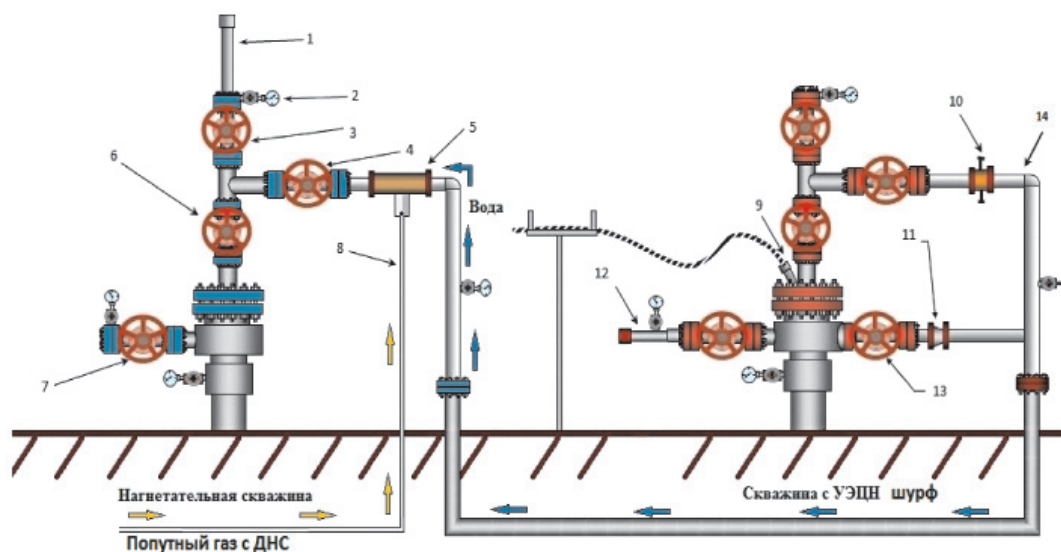


Рис. 3. Схема обвязки системы нагнетания воды с устьевым эжектором и утилизацией попутного газа:

- 1 – лубризатор; 2 – манометр; 3 – буферная задвижка; 4 – манифольдная задвижка; 5 – водогазовый эжектор; 6 – центральная задвижка; 7 – затрубная задвижка; 8 – линия инъекции попутного газа с факельной линией; 9 – кабель КРБК с кабельным вводом, скважины шурф; 10 – штуцер; 11 – обратный клапан; 12 – патрубок эхолотирования затрубного пространства скважины шурф; 13 – затрубная задвижка скважины шурф; 14 – линия нагнетания воды высокого давления

Вода под высоким давлением подается в рабочее сопло эжектора, при истечении воды через рабочее сопло с высокой скоростью создается разрежение в приемной камере эжектора ниже атмосферного [10, 7]. В эту линию подается попутный газ с факельной линии под давлением в 0,1 МПа, схема обвязки на рис. 4.

В целом преимуществами метода являются малая затратность, энергосбере-

гаемость и экологичность, а также возможность применения как на отдельных скважинах и кустах, так и на месторождении в целом. Учет количества попутного газа осуществлялся с помощью счетчиков, установленных на линии инъекции, концентрация газа в смеси воды зависит от приемистости нагнетательных скважин и давления закачки.

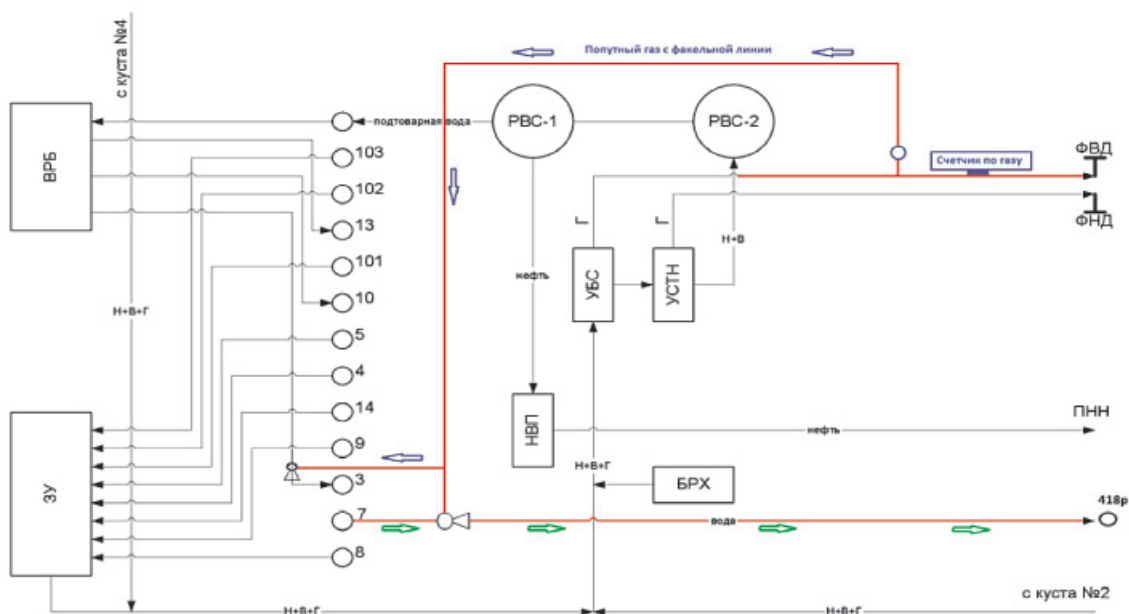


Рис. 4. Технологическая схема ДНС месторождения

Особенность такого внедрения заключается в возможности применения в выбранных нагнетательных скважинах закачки потокоотклоняющих композиций по выравниванию профиля приемистости, внедрения гидродинамических, циклических закачек с последующим водогазовым воздействием при одновременной утилизации попутного газа. Практически все перечисленные работы были реализованы без особых затрат. Комплексный способ представляет совокупность физико-химического, гидродинамического методов повышения нефтеотдачи, водогазового воздействия с утилизацией попутного газа. Предложенная технология по утилизации ПНГ являлась вынужденной, временной мерой до строительства и внедрения газопоршневой электростанции с утилизацией до 95 % попутного газа.

В целом применение опытно-промышленных испытаний позволило по реагирующим скважинам за 4 месяца получить дополнительно 2500 т нефти, стабилизировать пластовое давление, утилизировать в скважинах № 418Р и 3 до 5000 м<sup>3</sup>/сут попутного газа. На основании положительных результатов есть возможность применения этого метода на отдельных скважинах, кустах и на аналогичных месторождениях в регионе.

#### Список литературы

1. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Технология и составы для проведения в скважинах водоизоляционных работ на основе карбамидоформальдегидной смолы // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. – № 6. – С. 277–291.
2. Андреева Н.Н., Миргородский В.Н., Левашова Л.А., Мухаметшин В.Г // Вестник ЦКР Роснедра. – М., 2005. – № 3.
3. Грачев С.И., Черняев А.В., Шпуров И.В. Совершенствование разработки коллекторов юрских отложений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 4. – С. 53–57.
4. Кильдышев С.Н., Кубасов Д.А., Дорофеев А.А., Саранча А.В. Концепция выделения эксплуатационных объ-

ектов на Южно-Русском многопластовом нефтегазоконденсатном месторождении // Горные ведомости. – 2011. – № 7 (86). – С. 52–59.

5. Краснова Е.И., Грачев С.И. Оценка пластовых потерь конденсата при неравномерном вводе объектов в разработку // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 4 (47). – С. 16–19.

6. Крянев Д.Ю., Петраков А.М., Шульев Ю.В., Билинчук А.В. Результаты применения нестационарного заводнения на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» // Нефт. хоз-во. – 2007. – № 1. – С. 54–57.

7. Патент РФ № 2398102, Способ повышения нефтеотдачи порово-трещиноватых и поровых пластов с искусственно созданными трещинами после гидравлического разрыва пласта / Д.М. Сахипов., Апасов Т.К., Сахипов И.М.

8. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1968. – 301 с.

#### References

1. Apasov T.K., Apasov G.T., Sarancha A.V. Tehnologija i sostavy dlja provedenija v skvazhinah vodoizoljacionnyh rabot na osnove karbamidoformaldegidnoj smoly // Jelektronnyj nauchnyj zhurnal Neftegazovoe delo. 2014. no. 6. pp. 277–291.
2. Andreeva N.N., Mirgorodskij V.N., Levashova L.A., Muhametshin V.G // Vestnik CKR Rosnedra. M., 2005. no. 3.
3. Grachev S.I., Chernjaev A.V., Shpurov I.V. Sovershenstvovanie razrabotki kollektorov jurskih otlozhenij // Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Neft i gaz. 2012. no. 4. pp. 53–57.
4. Kildyshev S.N., Kubasov D.A., Dorofeev A.A., Sarancha A.V. Koncepcija vydelenija jekspluatacionnyh ob#ektov na Juzhno-Russkom mnogoplastovom neftegazokondensatnom mestorozhdenii // Gornye vedomosti. 2011. no. 7 (86). pp. 52–59.
5. Krasnova E.I., Grachev S.I. Ocenka plastovyh poter kondensata pri neravnomernom vvode obektov v razrabotku // Geologija, geografija i globalnaja jenergija. 2012. no. 4 (47). pp. 16–19.
6. Krjanev D.Ju., Petrakov A.M., Shulev Ju.V., Bilin-chuk A.V. Rezultaty primenenija nestacionarnogo zavodnenija na mestorozhdenijah ОАО «Slavneft-Megionneftegaz» // Neft. hoz-vo. 2007. no. 1. pp. 54–57.
7. Patent RF no. 2398102, Sposob povyshenija nefteot-dachi porovo-treshhinovatyh i porovyh plastov s iskusstvenno sozdannymi treshhinami posle gidravlichesкого razryva plasta / D.M. Sahipov., Apasov T.K., Sahipov I.M.
8. Surguchev M.L. Metody kontrolja i regulirovanija processa razrabotki nefjtjanyh mestorozhdenij. M.: Nedra, 1968. 301 p.