

УДК 622.244

**Тагиров Олег Олегович, Бекетов Сергей Борисович,  
Тагиров Курбан Магомедович**

## ТЕХНОЛОГИЯ УДАЛЕНИЯ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ПРОБОК ИЗ ЗАБОЕВ МНОГОЗАБОЙНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ДЕПРЕССИИ

*Статья посвящена разработке технологии удаления глинисто-песчаных пробок из многозабойных газовых скважин промывкой забоев пеной в условиях депрессии в системе «скважина – пласт». Приводится математическая модель и алгоритм расчета забойных давлений и скорости восходящего потока при промывке скважины пеной. Даны примеры расчета технологии промывки газовых скважин пеной на Кущевском ПХГ Краснодарского края.*

*Ключевые слова:* промывка скважин пеной, на депрессии, гидродинамические забойные давления при промывке и скорости восходящего потока промывки.

**Tagirov Oleg Olegovich, Beketov Sergey Borisovich, Tagirov Kurban Magomedovich**  
**TECHNOLOGY FOR REMOTE SANDY CLAY CAPS FROM SLAUGHTER SPLITTERS**  
**GAS WELLS IN DEPRESSION**

*Elaboration of technology for clay-sand plug removal from multi-branch gas wells by foam flushing of bottom hole under depression in the system «well-reservoir» is considered in the paper. Mathematical model and algorithm to calculate the bottom hole pressure and the velocity of up-stream flow when foam flushing of a well is given. Example of calculation of gas wells foam flushing at Kuschevskaya underground gas storage are given.*

*Key words:* foam flushing of wells on depression, hydrodynamic bottom hole pressure, velocity of upstream flushing flow.

Технология удаления песчано-глинистых пробок из многозабойных скважин с аномально высокими или нормальными пластовыми давлениями не представляет особых затруднений, так как в этих условиях, при отсутствии поглощений, можно использовать известные составы промывочных жидкостей.

В представленной работе приведены технологические рекомендации по удалению песчано-глинистых пробок из многозабойных газовых скважин с аномально низкими пластовыми давлениями на депрессии.

Очистка скважин от глинисто-песчаных пробок в условиях пониженных пластовых давлений требует значительного снижения удельного веса промывочного реагента. В связи с этим актуально проводить очистку забоев с помощью пены высокой степени аэрации, используя при этом пластовый газ и закачку достаточно малого количества пенообразующей жидкости с большой скоростью через колтюбинг для создания на забое гидромониторного эффекта.

Соотношение расхода пенообразующей жидкости и дебита пластового газа на забое должно соответствовать условию образования пены вспенивания на забое, то есть газосодержание на забое не должно превышать 0,96, так как при газосодержании выше этой величины пена разрушается.

По мере подъема потока пены по стволу скважины пузырьки газа в пне расширяются, газосодержание увеличивается и пена, разрушаясь, превращается в «туман». Таким образом, при движении пены от забоя к устью газожидкостная смесь может принимать до трех агрегатных состояний:

а) аэрационная жидкость на забое, когда газовые пузырьки не соприкасаются между собой в пенообразующей жидкости. В этом случае гидродинамику газожидкостной смеси в горизонтальном стволе можно принимать подчиняющейся законам движения газожидкостной смеси;

б) газовые пузырьки соприкасаются между собой, образуя пену, имеющую ячеистую структуру. Гидродинамика и гидростатика такой среды существенно отличаются от таковой жидкости;

в) по мере дальнейшего подъема по стволу скважины газовая фаза расширяется и при превышении газосодержания выше 0,96 газовые пузырьки лопаются и пена превращается в «туман».

Учитывая теоретическую и практическую значимость решения этих задач, рассмотрим их в данной работе.

Приток пластового газа зависит от депрессии на забое, то есть  $\Delta P = P_{n,l} - P_z$ , а также от высоты песчаной пробки. Следовательно, величина перепада давления на забое при определенной высоте песчаной пробки однозначно определит необходимый расход жидкости для образования на забое пены с заданным газосодержанием на забое  $B < 0,96$ . В то же время общие потери давления в восходящем потоке будут определены при известных расходах жидкости и газа на забое.

В итоге воспроизводится функциональная связь между устьевым и забойным давлением в виде  $P_3 = fP_y$  с учетом следующих ограничительных условий:

1. Газосодержание на забое  $B < 0,96$  (условие существования пены);
2. Скорость потока на забое превышает скорость витания частиц:  $V_{c\text{кв}} \geq V_{\text{вит}}$ ;
3. На границе раздела пена – «туман» скорость газожидкостного потока превышает скорость витания частиц:  $V_m > V_{\text{в.м}}$ , где  $V_m$  – скорость «тумана»;  $V_{\text{в.м}}$  – скорость витания частиц в «тумане».

Воспроизведение указанной зависимости позволяет методом итераций определить оптимальные режимы промывки глинисто-песчаных пробок на различных шагах от начального состояния пробки до ее полного удаления.

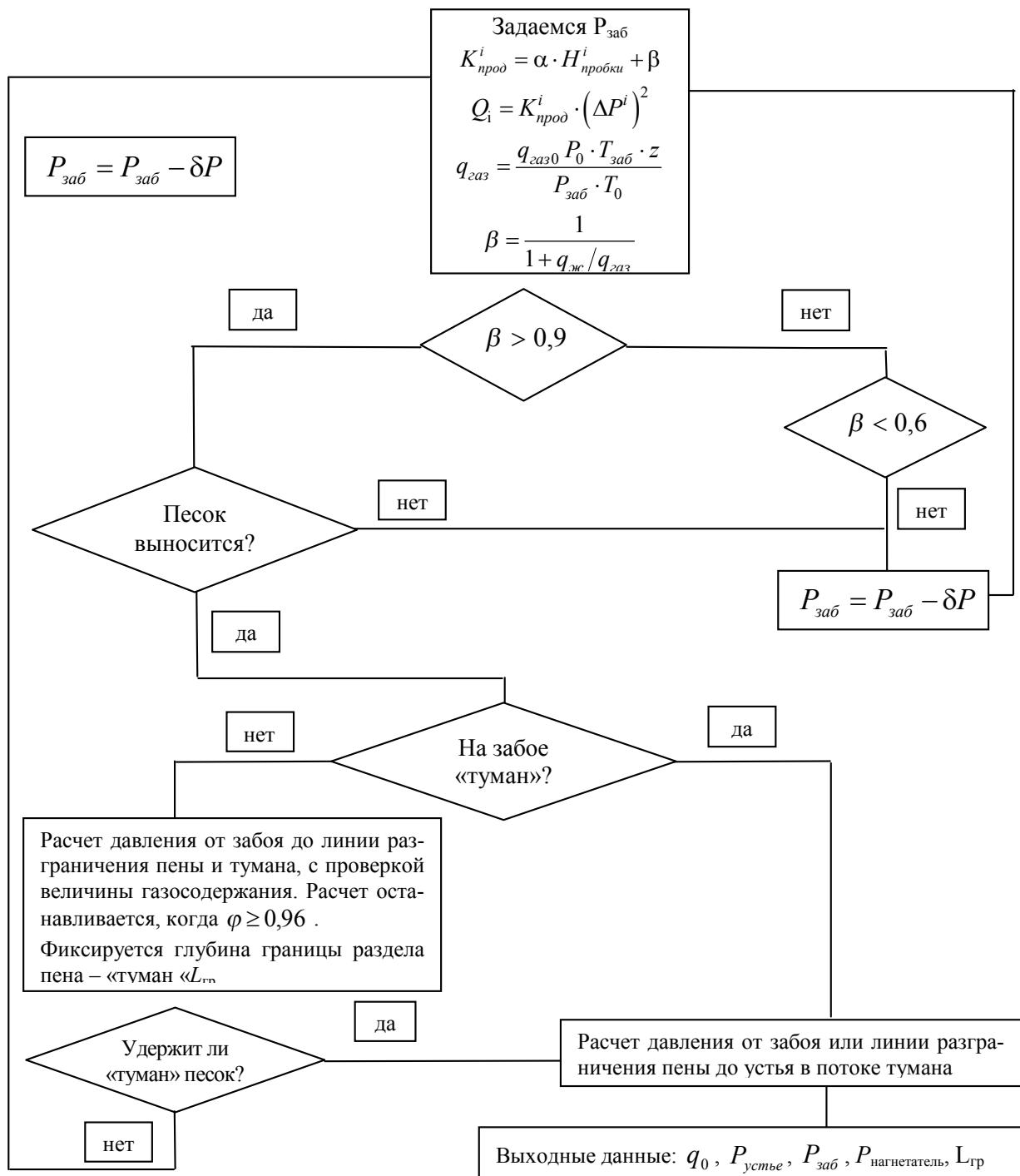


Рис. Алгоритм решения задачи.

### Описание алгоритма

Подбирается такая величина депрессии на пласт, чтобы дебит скважины позволял образовать газожидкостную смесь с газосодержанием  $\beta > 0,6$ . Наиболее желательной является величина, попадающая в интервал  $0,6 \leq \beta \leq 0,96$ , поскольку при этих условиях образуется пена.

Производится расчет выноса частиц шлама с забоя пеной или «туманом» (если на забое изначально образовался «туман»). Если условие выноса не соблюдается, величина депрессии увеличивается на один шаг, что приведет к увеличению дебита, и расчет повторяется заново.

В случае выполнения условия выноса производится расчет распределения давлений в восходящем потоке. Если на забое образовалась пена, идет расчет потерь давления на трение потока пены до момента ее распада и образования «тумана». Если на забое образовалась пена, то на глубине ее распада производится еще один расчет выноса шлама «туманом». Если условия выноса соблюдаются, расчет завершается вычислением потерь давления при движении влажного газа от точки распада пены до устья. Сумма статического давления и динамических потерь при движении пены и влажного газа, а также устьевого давления вычитается из забойного давления для вычисления устьевого давления, соответствующего подобранному давлению на забое. Так воспроизводится численно функциональная связь  $P_{заб} = f(P_y)$ .

В состав результатов расчетов входят:  $q_0$  – дебит газа в нормальных условиях, тыс.  $m^3/сут$ ;  $P_y$  – устьевое давление, МПа;  $P_z$  – забойное давление, МПа;  $L_{гр}$  – граница раздела в восходящем потоке между пеной и «туманом», м.

### Описание математической модели расчета забойных давлений и скоростей восходящего потока при промывке скважин пеной в условиях депрессии на продуктивный пласт

Целью моделирования является определение зависимостей забойных давлений от значений давлений на устье скважины, необходимых для создания условий очистки забоя при использовании гибких труб (колтюбинг):

$$P_z = f(P_y). \quad (1)$$

Зависимость (1) рассматривается при различных технологических параметрах процесса промывки скважины ( $\rho_{ж}$ ,  $Q_{ж}$ ,  $\alpha$ ), где  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости,  $Q_{ж}$  – расход жидкости,  $\alpha$  – коэффициент газосодержания. Искомая зависимость определяется в пределах заданных ограничений:

$$P_y(t) \leq P_{y\ max}, \quad (2)$$

$$\Delta P(h, t) \leq \Delta P_{max}, \quad (3)$$

$$W_z \geq W_{вынос}, \quad (4)$$

где  $P_y(t)$  – текущее устьевое давление в МПа;  $P_{y\ max}$  – максимально допустимое по техническим условиям устьевое давление в МПа;  $\Delta P_{max}$  – максимально допустимая депрессия, при которой не происходит разрушение пласта;

$$\Delta P(h, t) = P_{нл} - P(h, t), \text{ МПа};$$

$P(h, t)$  – давление в кольцевом пространстве (к.п.) скважины на глубине  $h$ , МПа;  $W_z$  – скорость смеси на забое, м/сек;  $W_{вынос}$  – скорость смеси, обеспечивающая вынос шлама, м/сек.

$$H_{kp} \leq h \leq H_{cкв}(t), \quad (5)$$

где  $H_{kp}$  – глубина кровли продуктивного пласта, м;  $H_{cкв}(t)$  – текущая глубина скважины, м.

В результате наложения ограничений (2) – (4) на уравнение (1) область определения зависимости (1) выражается через интервал допустимых безопасных устьевых давлений:

$$\underline{P}_y \leq P_y \leq \overline{P}_y. \quad (6)$$

Очевидно, величина допустимого интервала  $i = (\underline{P}_y, \overline{P}_y)$  зависит от технологических параметров процесса промывки  $\rho_{ж}$ ,  $Q_{ж}$ ,  $\alpha$ .

Дискретная модель представлена численным интегрированием уравнения баланса механической энергии в циркулирующем потоке пены. Расчет потерь давления по элементам от устья до забоя дает определение зависимости (1) при условиях (2) – (4) и технологических параметрах ( $\rho_{ж}$ ,  $Q_{ж}$ ,  $\alpha$ ).

Рассмотрим подробнее движение газожидкостной смеси. Газожидкостная смесь рассматривается как двухфазная среда, содержащая сжимаемый газ и несжимаемую жидкость. Газ равномерно дисперсирован в жидкой фазе. Жидкость предполагается однородной. При взаимодействии жидкой и газообразной фаз учитывается растворимость газа в жидкости. Несжимаемая жидкость имеет по-

стоянную плотность. Плотность газа зависит от температуры и давления согласно уравнению состояния реального газа. Потери давления при движении связаны с объемным содержанием газа через коэффициент трения. Коэффициент трения вычисляется в каждой точке траектории, т. е. не предполагается, что коэффициент трения имеет постоянное значение.

Уравнение баланса механической энергии для восходящего газожидкостного потока в кольцевом пространстве в дискретной форме записывается в виде (пренебрегая инерционными членами)

$$\Delta P = g \cdot \rho_{cm} \cdot \Delta h \cdot 10^{-6} + \Delta P_{\Gamma D}, \quad (7)$$

где  $\Delta P$  – потери давления на отрезке глубины  $\Delta h$ , МПа;  $\rho_{cm}$  – плотность газожидкостной смеси,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $\Delta P_{\Gamma D}$  – гидравлические потери давления, обусловленные трением, МПа.

Модель плотности газожидкостной смеси с учетом растворимости газа в жидкости имеет вид [1]:

$$\rho_{cm} = \frac{\rho_{жc} + A \cdot \rho_{го}}{1 + \frac{(\alpha - x(T) \cdot P) \cdot P_0 \cdot z \cdot T}{P \cdot z_0 \cdot T_0}} ; \quad (8)$$

$$\alpha = \frac{Q_{го}}{Q_{жc}}, \quad (9)$$

где  $\rho_{жc}$  – плотность жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $Q_{го}$  – расход газа, приведенный к нормальным условиям,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $Q_{жc}$  – расход жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Плотность смеси, обогащенной шламом, выражается формулой:

$$\rho_{cm}^{ш} = (1 - \beta - \frac{V_{mex}}{W_{cm}}) \cdot \rho_{жc} + \beta \cdot \rho_e + \frac{V_{mex}}{W_{cm}} \cdot \rho_{пор}, \quad (10)$$

где  $\rho_e$  – плотность газа в рабочих условиях,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $\beta$  – доля газа в потоке;  $V_{mex}$  – скорость размыва пробки,  $\text{м}/\text{с}$ ;  $W_{cm}$  – скорость потока,  $\text{м}/\text{с}$ ;  $V_{mex}/W_{cm}$  – доля породы;  $\rho_{пор}$  – плотность породы,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Опишем используемую модель трения. Гидродинамические потери описываются формулой

$$\Delta P_{\Gamma D} = 4 \cdot \tau \cdot \Delta h \cdot 10^{-6}/d_3, \quad (11)$$

где  $\tau$  – касательное напряжение, Па.

Для определения касательного напряжения принята следующая модель.

Определяется доля газа в потоке:

$$\beta = Q_g / (Q_{жc} + Q_g). \quad (12)$$

$\beta$  отождествляется с истинным объемным газосодержанием  $\varphi$ :

$$\varphi = \beta.$$

Режим течения определяется в зависимости от числа Рейнольдса:

$$\tau = \eta \cdot \gamma^\alpha, \text{ если } Re < 2000, \quad (13)$$

$$\tau = \xi \cdot \rho_{cm} \cdot W_{cm}^2 / 8, \text{ если } Re \geq 2000, \quad (14)$$

где  $\gamma$  – скорость деформации сдвига на стенках канала, определяемая по формуле

$$\gamma = 8 \cdot W_{cm} / d_3; \quad (15)$$

$\xi$  – коэффициент трения, определяемый из условий турбулентного потока по формуле

$$\xi = (1,8 \cdot \lg (Re / (7 + 0,1 \cdot K_{ш} \cdot Re / d_3)))^2, \quad (27)$$

где  $K_{ш}$  – коэффициент шероховатости канала;

$$Re = \rho_{cm} \cdot W_{cm} \cdot d_3 / \eta_{\text{ЭФ}}, \quad (28)$$

где  $\eta_{\text{ЭФ}}$  – эффективная вязкость при движении смеси, определяемая по формуле

$$\eta_{\text{ЭФ}} = \eta \cdot \gamma^{\alpha-1}, \quad (29)$$

где  $\eta$  – показатель консистенции, Па $\cdot$ с $^2$ ;  $\alpha$  – индекс течения.

Реологические параметры ( $\eta$ ,  $\alpha$ ) определяются по Р. Митчеллу [2] по формуле:

– при  $\varphi > 0,5$  неньютоновская среда

$$\eta = e^{16,33 * \varphi - 14,04}, \quad (30)$$

$$\alpha = (1 + (\varphi - 0,5) / (1 - \varphi^{4\xi}))^{-1}, \quad (31)$$

– при  $\varphi \leq 0,5$  ньютоновская среда

$$\eta = \mu_{жc} \cdot (1 + 3,6 \cdot \varphi), \quad (32)$$

$$\alpha = 1,0.$$

При расчете основным элементом является решение дифференциального уравнения, описывающего изменение давления в колтюбинге и в кольцевом пространстве вдоль пути движения пены:

$$\frac{dP}{dh} = F_{CT}(P, h) + F_{GD}(P, h),$$

где  $F_{CT}(P, h)$  – гидростатическая составляющая изменения давления;  $F_{GD}(P, h)$  – гидродинамическая составляющая изменения давления.

$F_{CT}(P, h)$  и  $F_{GD}(P, h)$  определяются по схеме, указанной выше. При этом расчёт происходит по неявной схеме Эйлера, что вызвано требованием получить устойчивое решение с достаточно высокой степенью точности.

Проведенные расчеты применительно к условиям Кущевского ПХГ приведены в таблицах 1, 2, 3.

Следовательно, можно сделать вывод, что промывка газовых скважин пенными системами имеет следующие преимущества:

- повышается качество очистки как горизонтального участка эксплуатационной колонны за счет увеличения скорости восходящего потока, так и очистка призабойной зоны пласта за счет газа, поступающего в скважину в условиях депрессии;
- в процессе промывки можно обеспечить условия депрессии в системе «скважина – пласт»;
- обеспечиваются благоприятные условия для освоения скважины, так как после подъема колтюбинговых труб скважина не находится в заглушенном состоянии.

Таблица 1

Результаты расчетов для расхода 1 л/с  
Диаметр обсадной колонны – 130 мм

Высота пробки, м	10,0	8,0	7,0	6,0	5,0	3,0	2,0	1,0
$P$ устьевое, атм	3,73	4,63	4,77	4,84	4,87	4,92	4,94	5,01
$P$ забойное, атм	37,44	45,69	47,06	48,00	48,63	49,38	49,69	49,88
Расход газа, $\text{м}^3/\text{сек}$	0,10	0,13	0,14	0,14	0,14	0,15	0,14	0,15
Уровень распада, м	392	457	468	476	481	487	490	491

Таблица 2

Результаты расчетов для расхода 2 л/с  
Диаметр обсадной колонны – 130 мм

Высота пробки, м	10,0	8,0	7,0	6,0	5,0	3,0	2,0	1,0
$P$ устьевое, атм	2,76	4,08	4,21	4,35	4,62	4,59	4,61	4,79
$P$ забойное, атм	28,50	40,50	42,88	44,38	45,50	47,00	47,50	47,88
Расход газа, $\text{м}^3/\text{сек}$	0,15	0,23	0,24	0,26	0,26	0,27	0,28	0,28
Уровень распада, м	268	328	341	349	354	365	368	368

Таблица 3

Результаты расчетов для расхода 2,5 л/с  
Диаметр обсадной колонны – 130 мм

Высота пробки, м	10,0	8,0	7,0	6,0	5,0	3,0	2,0	1,0
$P$ устьевое, атм	2,41	3,62	3,95	4,41	4,31	4,67	4,82	4,86
$P$ забойное, атм	25,31	38,25	40,94	42,75	44,06	45,81	46,44	46,94
Расход газа, $\text{м}^3/\text{сек}$	0,16	0,26	0,29	0,30	0,32	0,33	0,34	0,34
Уровень распада, м	219	284	297	305	313	321	324	327

Регулируя депрессию на забое созданием рассчитанного устьевого давления, получают степень аэрации, соответствующую условию образования пены.

Программа подбором необходимой депрессии устанавливает выполнение условия выноса твердых частиц пеной с забоя, рассчитывает потери давления в восходящем потоке пены с содержанием песка, определяет уровень в стволе скважины распада пены и образования потока влажного газа («тумана»), обеспечивает вынос песка на поверхность влажным газом, рассчитывает необходимое давление на устье.

Примеры расчетов выполнены при следующих исходных данных:

- варианты режимов закачки жидкости 1; 2; 2,5 л/с;
- варианты внутренних диаметров эксплуатационной колонны: 130 мм.

При указанных условиях программа рассчитывает процесс удаления песчаной пробки. Результатом расчетов является динамика в процессе очистки основных режимных параметров:

- устьевое давление;
- дебит газа;
- давление на забое;
- глубина скважины, на которой происходит распад пены и образование «тумана».

Рекомендуемые режимы по вариантам представлены в таблицах 1, 2, 3.

Принятые исходные данные не ограничивают возможностей использования программы при других горно-геологических условиях.

В таблицах 1, 2 и 3 представлен процесс очистки глинисто-песчаной пробки, то есть снижение ее толщины, первоначально заданной как 10 м. При этом рассчитаны: динамика устьевого и забойного давлений, дебита пластового газа, продвижение границы, разделяющей в кольцевом канале пену и «туман», скорость потока на забое, превышающая скорость витания твердых частиц.

Расчеты проведены при диаметре НКТ: внутренний взят 77 мм и наружный – 89 мм.

Очевидно, что если на забое песок выносится пеной, которая распадается на глубине 200–500 метров, образуя «туман» в кольцевом канале НКТ-БТД, при приближении к устью скважины, скорость потока увеличивается и условия для выноса песка улучшаются.

#### *Литература*

1. Тагиров К. М. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями. К. М. Тагиров, А. Н. Гноевых, А. Н. Лобкин. М: Недра, 1996. 183 с.
2. Mitchell. R. F. Simulation of air and mist drilling for geothermal wells // J. Petrol. Technol. 1983. Vol. 35. № 12. P. 2120–2126.

УДК 314.7

**Турун Павел Петрович**

## **ВЛИЯНИЕ КРЕСТЬЯНСКОЙ МИГРАЦИИ НА ФОРМИРОВАНИЕ СЕТИ СЕЛЬСКИХ ПОСЕЛЕНИЙ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА**

*В статье рассматривается влияние крестьянской миграции на формирование и трансформацию сети сельских поселений Северного Кавказа в дореволюционный период.*

*Ключевые слова:* крестьянская миграция, Северный Кавказ, сельские поселения.

**Turun Pavel Petrovich**

### **INFLUENCE OF PEASANT MIGRATION ON FORMATION OF A NETWORK OF RURAL SETTLEMENTS OF THE NORTH CAUCASUS**

*Influence of peasant migration on formation and transformation of a network of rural settlements of the North Caucasus during the pre-revolutionary period is considered in article.*

*Key words:* peasant migration, North Caucasus, rural settlements.

Существенное влияние на формирование сети поселений Северного Кавказа оказала крестьянская миграция. Опричнина, Великий голод начала XVII в. и последовавшие вслед за этим события Смутного времени привели к миграции русского населения в низовья Терека. Этот процесс усилива-