

АНАЛИТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СИНХРОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ ГРУППЫ ПЛАСТОВ МНОГОСТВОЛЬНОЙ СКВАЖИНОЙ

¹Самойлов А.С., ²Герасименко С.А.

¹ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,
Тюмень, e-mail: assamoilov@mail.ru;

²ООО «Тюменская центральная лаборатория», Тюмень, e-mail: gerasimenkoyung@mail.ru

Главным вопросом при совместной выработке запасов нефти является синхронность разработки пластов с достижением максимального значения коэффициента извлечения нефти (КИН) в течение проектного периода эксплуатации. При опережающей разработке одного из пластов дебит второго не обеспечит рентабельных дебитов при наличии невыработанных запасов. В этой связи необходимо решать задачу расчета технологических параметров работы скважины, обеспечивающей синхронность выработки пластов за общий проектный период. Ввиду данных вопросов, разработана методика расчета входных дебитов и конструктивных особенностей скважин, обеспечивающая расчет прогнозных показателей на этапе проектирования многопластовых объектов. Для достижения поставленных задач были использованы законы фильтрации жидкостей в пористой среде, а также эмпирические зависимости трубной гидравлики, обеспечивающие детализацию энергетической составляющей процесса. Применение данной методики обеспечивает сокращение временных затрат на выполнение ряда вычислительных экспериментов на цифровой фильтрационной модели за счет оперативного расчета прогнозных показателей на этапе проектного выделения пластов в один эксплуатационный объект.

Ключевые слова: многопластовый объект, горизонтальная скважина, синхронная выработка запасов, аналитическая модель, распределение давления

ANALYTICAL MODELING OF SYNCHRONOUS DRAINAGE FROM MULTILAYER DEPOSITS USING MULTILATERAL WELLS

¹Samoylov A.S., ²Gerasimenko S.A.

¹Federal state budget higher professional educational institution «Tyumen State Oil
and Gas University», Tyumen, e-mail: assamoilov@mail.ru;

²ООО «Tyumen central laboratory», Tyumen, e-mail: gerasimenkoyung@mail.ru

When simultaneous exploration from several neighboring deposits is taken place, one of the main aims is the accomplishment of maximum oil recovery factor during the field development period. With advanced development of one of the layers, the production rate from the remaining layers might not achieve the required oil recovery factor. In this regard, it is essential to find such technological parameters of the well that might ensure the required synchronized production rate from several layers during the project period. Considering these issues, the innovative method was developed in order to provide the possibility to calculate the most appropriate and efficient input flow rates and select the appropriate wells construction. Moreover, by using this technique the accurate expectable reserves data might be obtained on the simulation stage. In order to achieve the research objectives liquids filtration laws in porous media, as well as pipe hydraulics empirical relationships were utilized providing precise specifics of the energy components included in the proposed methodology. Consequently, application of this method provides a possibility to considerably reduce the time spent on the computational experiments during the filtration modeling stage.

Keywords: multilayer deposit, horizontal well, synchronous development of reserves, an analytical model, the pressure distribution

В настоящей статье представлена методика расчета входных дебитов и конструктивных особенностей скважин, позволяющих совместно и синхронно вырабатывать запасы группы пластов, схожих по геологическим характеристикам и физико-химическим свойствам флюида. Условная схема предлагаемых решений представлена на рис. 1.

Данная методика не охватывает весь комплекс геологических и других параметров, однако позволяет рассчитать первые достоверные показатели по выработке запасов и конструктивные решения скважин, дренирующих несколько пластов с последующим уточнением на цифровой фильтрационной модели пластов.

Суммарный дебит в данной модели определяется зависимостью:

$$Q_{\text{общ}} = f(P_{\text{заб}}, Q_1, Q_2, Q_3, \Delta P_{\text{общ}}), \quad (1)$$

где $P_{\text{заб}}$ – забойное давление над интервалом перфорации первого пласта, Q_1 – дебит первого бокового горизонтального участка, Q_2 – дебит второго бокового горизонтального участка, Q_3 – дебит основного ствола по третьему пласту, $\Delta P_{\text{общ}}$ – суммарные потери давления.

Дебит первого горизонтального участка является функцией от следующих параметров:

$$Q_1 = f(k, \mu, h, L, D, n, P_{\text{заб1}}, \Delta P_{\text{перф}}, \Delta P_{L_1}), \quad (2)$$

где k_f – проницаемость пласта, мкм²; μ – вязкость нефти, Па·с; h_f – нефтенасыщенная толщина пласта, м; L – длина горизонтального участка, м; $\Delta P_{\text{перф}}$ – потери давления при пе-

ретекании флюида в фильтр, МПа; ΔP_{L_f} – потери давления при движении флюида по всей длине фильтра, МПа, n – количество отверстий заранее перфорированного фильтра, шт.

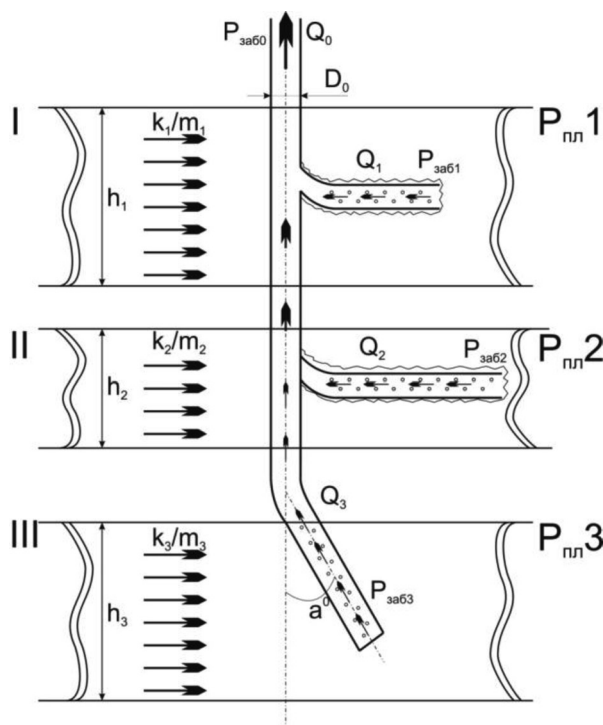


Рис. 1. Расчетная схема технико-технологических параметров скважины, дренирующей несколько продуктивных пластов

Определение дебита второго горизонтального участка аналогично первому и определяется как:

$$Q_2 = f(k, \mu, h, L, D, n, P_{\text{заб}2}, \Delta P_{\text{перф}}, \Delta P_{L_2}). \quad (3)$$

Дебит основного ствола дренирующего третий пласт

$$Q_3 = f(k, \mu, h, \alpha, P_{\text{заб}3}, \Delta P_{\text{тр}1,2}), \quad (4)$$

где α – угол наклона ствола, скважины по отношению к вертикали, °; $\Delta P_{\text{тр}1,2}$ – потери давления при схождении потоков из первого и второго горизонтальных участков в основном стволе, МПа.

Суммарные потери давления на преодоление сил трения по горизонтальному стволу при перетекании флюида через перфорационные отверстия фильтра, а также при схождении потоков в основном стволе определяются зависимостью:

$$\Delta P_{\text{общ}} = f(\Delta P_H, \Delta P_{\text{тр}1}, \Delta P_{\text{тр}2}), \quad (5)$$

где ΔP_H – потери давления от интервала перфорации верхнего пласта до нижнего, МПа; $\Delta P_{\text{тр}1,2}$ – потери давления при схожде-

нии потоков из первого и второго горизонтальных участков в основном стволе, МПа.

Структура алгоритма включает выполнение расчетов в следующей последовательности.

1. Определение запасов нефти каждого из пластов, приходящихся на проектируемую скважину, объемным методом.

Объемный метод расчета дренируемых запасов (расчет прогнозных отборов по каждому из объектов эксплуатации)

$$V = h \cdot m \cdot k_n \cdot S \cdot B_0 \cdot (K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{выт}}), \quad (6)$$

где V – расчетный объем дренируемых запасов, м³, h – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м, m – пористость, д. ед, k_n – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед, S – площадь зоны дренирования, м², B_0 – объемный коэффициент нефти, м³/м³, $K_{\text{охв}}$ и $K_{\text{выт}}$ – соответственно ожидаемый коэффициент охвата пласта воздействием и коэффициент вытеснения, д. ед.

2. При известном времени разработки залежей и дебитах, по результатам испытания скважин, производится расчет темпа падения добычи по годам по зависимости падения

дебита [1], согласно которой логарифм дебита нефти изменяется по отношению к первоначальному пропорционально времени, то есть:

$$\ln q_i = \ln q_0 - kt. \quad (7)$$

Потенцированием получено:

$$q_i(t) = q_0 e^{-kt}. \quad (8)$$

Задаемся условием:

q_0 – начальный дебит, установленный при испытании скважины, известен;

$q_n(t)$ – дебит на конец проектного периода, t – период разработки.

Имея все данные, определяем k , так называемый коэффициент падения добычи.

3. При полученных технологических режимах необходимо определить темп па-

дения пластового давления. Используем в данном случае уравнение [2], где пластовое давление является функцией от накопленного отбора:

$$P(M) = P_0 - \frac{1}{\beta^*} \ln \left(\frac{V}{V+M} \right), \quad (9)$$

где V – начальный объем флюида в начальных пластовых условиях, м^3 ;

M – отобранный объем жидкости, м^3 .

Данный случай подходит для литологически и стратиграфически экранированных залежей, не подстилаемых активной подошвенной воды.

При организации системы ППД давление рассчитывается через уравнение материального баланса пласта [3]:

$$Np \cdot \left[B_t + B_g \cdot (R_p - R_{si}) \right] + W_p = N \cdot \left[(B_t - B_{ti}) + \frac{B_{ti}}{1 - S_{wi}} \cdot (C_f + S_w \cdot C_w) \cdot \Delta p + \right. \\ \left. + \frac{mB_{ti}}{B_{ti}} \cdot (B_g + B_{gi}) \right] + W_e + W_i + C_i \cdot B_g, \quad (10)$$

где N_p – количество добытой нефти, тыс. м^3 ; N – количество нефти, первоначально заключенной в пласте, тыс. м^3 ; W_p – суммарная добыча воды, тыс. м^3 ; W_e – суммарный объем поступающей в продуктивный пласт краевой воды, тыс. м^3 ; W_i – количество закачанной воды, тыс. м^3 ; B_t – коэффициент пластового объема нефти с растворенным газом, $\text{м}^3/\text{м}^3$; B_{ti} – коэффициент пластового объема нефти при начальном пластовом давлении, $\text{м}^3/\text{м}^3$; B_g – коэффициент пластового объема газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$; B_{gi} – коэффициент пластового объема газа при начальном пластовом давлении, $\text{м}^3/\text{м}^3$; m – отношение объема начальной газовой шапки к начальному объему нефти в пласте, $\text{м}^3/\text{м}^3$; R_p – суммарный газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$; R_{si} – начальная растворимость газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$; S_w – текущая водонасыщенность пористой среды, д. ед; S_{wi} – начальная водонасыщенность пори-

стой среды, д. ед; C_f – сжимаемость породы, $1/\text{кПа}$; C_w – сжимаемость воды, $1/\text{кПа}$; Δp – депрессия давления в пласте, кПа ; G_i – суммарное количество нагнетаемого газа, тыс. м^3 .

4. Далее производится расчет технологических параметров эксплуатации с учетом конструктивных особенностей скважин.

Условия:

– высокое значение дебита, соответствующего условиям темпа при минимальных депрессиях;

– максимальное дренирование неоднородных залежей нефти, за счет конструктивных особенностей скважин.

4.1. Учет угла наклона на форму зоны дренирования и дополнительных фильтрационных сопротивлений принят согласно [4], по которой рассчитаем дебиты и адаптируем математическую модель под фактические значения испытания скважин.

$$K_n = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{1}{\ln \left(\frac{4R_k}{L \sin \alpha} + \frac{h}{L} \ln \frac{h \sin \alpha}{2\pi r_c} \right)}, \quad (11)$$

$$Q_n = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{(P_{пл} - P_{заб})}{\ln \left(\frac{4R_k}{L \sin \alpha} + \frac{h}{L} \ln \frac{h \sin \alpha}{2\pi r_c} \right)}, \quad (12)$$

где α – зенитный угол ствола скважины в интервале продуктивного пласта, L – длина наклонного ствола.

4.2. Для расчета дебита с горизонтальным участком используем модель притока к ГС в зависимости от его длины по формуле Борисова Ю.П. [5]:

$$Q_r = \frac{2\pi k_h h P \Delta}{B \mu_n J}, \quad (13)$$

где Q_r – дебит нефти горизонтальной скважины, м³/сек; k_h – горизонтальная проницаемость пласта, м²; h – нефтенасыщенная толщина, м; ΔP – депрессия на пласт, Па; μ_n – вязкость нефти, Па·с; B_0 – объемный коэффициент нефти; L – длина горизонтального участка скважины, м; r_c – радиус ствола скважины в продуктивном пласте, м, J – фильтрационное сопротивление, определяемое по уравнению

$$J = \ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h \cdot \chi^*}{L} \ln \frac{h \cdot \chi^*}{2r_c}. \quad (14)$$

5. В случае заканчивания бокового горизонтального ствола применяют заранее про-

перфорированные фильтры марки ФБ102, ФБ114, выпускаемые ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент», при этом строительство осуществляется шарошечным долотом диаметром 139,7, 146 или 151 мм, коэффициент кавернозности для юрских залежей принимают равным 1, в связи с хорошей сцементированностью горной породы, таким образом, между стенкой скважины и внешней плоскостью фильтра существует кольцевой зазор, который изменяется в зависимости от диаметра фильтра и используемого долота. В связи с этим, для достоверности результата необходимо ввести в методику расчета математический аппарат, отражающий физическую закономерность, а именно, приток флюида происходит в пространство между стенкой горной породы и внешней плоскостью фильтра, далее происходит переток через препятствия – равномерно распределенные по сечению каналов (т.е. отверстия фильтра) [6]. Воспользуемся данным математическим аппаратом для определения потерь давления на преодоление дополнительных сопротивлений, условная схема которого представлена на рис. 2.

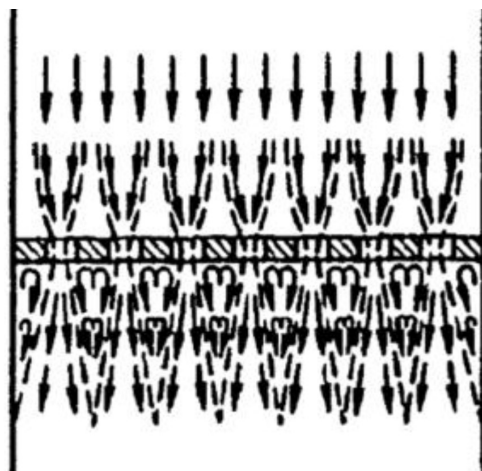


Рис. 2. Схема притока флюида в горизонтальный ствол, оснащенный перфорированным фильтром [6]

Коэффициент сопротивления перетеканию потока через отверстия фильтра при небольших дебитах будет определяться как:

$$\Delta P = \bar{f} \cdot \frac{\rho \cdot w_1^2}{2}, \quad (15)$$

$$\text{где } \bar{f} = \frac{n_{\text{отв}} \cdot d_{\text{отв}}^2}{1,27 \cdot F_{\phi}}.$$

6. Потери напора по длине горизонтального участка рассчитывают по уравнению Дарси-Вейсбаха [6],

$$\Delta P = \frac{\lambda \cdot L \cdot V^2 \cdot \rho}{2 \cdot D}, \quad (16)$$

где λ – коэффициент потерь на трение по длине; L – длина участка трубы; V – средняя скорость течения жидкости; ρ – плотность жидкости; D – диаметр трубы. С некоторой адаптацией для скважин с горизонтальным участком Joshi S.D [7], который различает ламинарный и турбулентный развивающиеся потоки. Для ламинарного развивающегося потока приводится выражение для потерь давления ΔP

$$\Delta P = \frac{4 \cdot f_{app} \cdot L \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g \cdot d}, \quad (17)$$

где f_{app} – безразмерный коэффициент трения;
 L – длина ствола, м;
 ρ – плотность флюида, кг/м³;
 V – скорость потока, м/с;
 g – гравитационная постоянная, 9,81 м²/с;
 d – диаметр ствола, м.

7. Дальнейшие расчеты связаны со слиянием потоков из ответвлений с потоком из нижнего пласта, движущегося

по основному стволу скважины. Данный физический процесс также описывается законами трубной гидравлики и, как показали результаты расчетов для различных дебитов и давлений [8], потери давления и притока могут достигать нескольких единиц, что непосредственно будет отрицательно влиять на процесс совместной разработки.

Соединение бокового горизонтального и основного ствола скважины рассматривается как вытяжной тройник (рис. 3, 4).

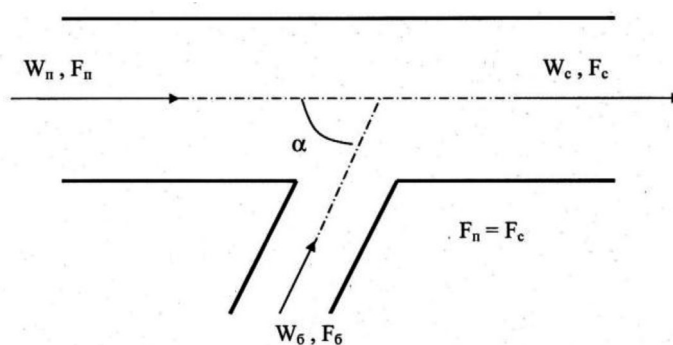


Рис. 3. Схема вытяжного тройника [8]

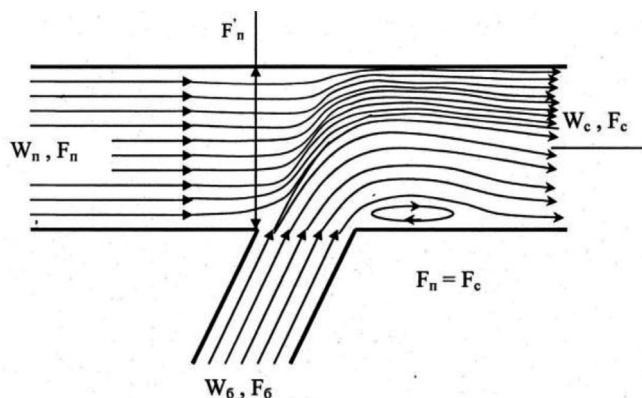


Рис. 4. Схематическая картина потока в вытяжном тройнике [8]

Таким образом, основные потери напора в вытяжном тройнике складываются из: потерь на турбулентное смешение двух потоков, обладающих различной скоростью (удар); потерь на поворот потока при выходе его из бокового ответвления в сборный рукав [8].

1) коэффициент гидравлических сопротивлений ствола скважины

$$\xi_6 = \frac{\Delta H_6}{\frac{\rho W_6^2}{2}} = A - B. \quad (18)$$

$B = 0$, т.к. перфорационные отверстия находятся под углом 90° к стволу скважины.

$$A = \frac{1 + 2 \cdot \frac{F_6}{F'_\Pi}}{1 + \frac{F_6}{F'_\Pi}} \cdot \left(1 - \frac{F_6}{F'_\Pi}\right) + \frac{4 \cdot \left(\frac{F_6}{F'_\Pi}\right)^2}{1 + \frac{F_6}{F'_\Pi}} \cdot \frac{Q_C}{Q_6} - \left(1 + 2 \cdot \frac{F_6}{F'_\Pi}\right) \frac{\left(\frac{F_6}{F'_\Pi}\right)^2}{\left(1 + \frac{F_6}{F'_\Pi}\right)^2} \cdot \left(\frac{Q_C}{Q_6}\right)^2. \quad (19)$$

Определяем из выражения коэффициент сопротивления в стволе скважины:

$$\xi_{сб} = \frac{\Delta H_6}{\rho \cdot w_c^2 / 2} = \xi_6 \left(\frac{Q_6 \cdot F_c}{Qc \cdot F_6} \right)^2. \quad (20)$$

Потери давления на данном участке

$$\Delta P = \xi_{сб} \frac{\rho \cdot w_c^2}{2} \quad (21)$$

8. По результатам расчета потерь депрессии при движении пластовых флюидов по участкам скважины, пересчитываем с учетом данных величин первоначальные значения дебитов по стволам.

Выводы

Разработанная методика расчетов служит вспомогательным инструментом прогнозирования технологических показателей при проектировании разработки многопластовых месторождений, однако, по сравнению с последней имеет неоспоримые преимущества, такие как оперативность и достоверный учет потерь энергии при совместном дренировании нескольких пластов скважиной сложной конструкции.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (№ 14-05-31503).

Список литературы

1. Медведский Р.И. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным / Р.И. Медведский, А.А. Севастьянов // Тюмень; – Недра, – 2004. – 192 с.
2. Колесник Е.В. Исследование влияния азимута конструкции горизонтального ствола скважины на формирование зоны отбора при выработке запасов нефти / Е.В. Колесник, С.В. Левкович, А.С. Самойлов // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Тр. Междунар. академ. конф., Тюмень, 2009. – С. 475–481.
3. Сорокин А.В. Разработка и исследование методов управления гидродинамическими режимами скважин при эксплуатации двух пластов: Дис. канд. техн. наук. Тюмень. 2008. – 136 с.
4. Грачев С.И. Теоретические и прикладные основы строительства пологих и горизонтальных скважин на сложнопостроенных нефтяных месторождениях: Автореф. дис. д-ра техн. наук. – Тюмень, – 2000. – 47 с.
5. Борисов Ю.П., Табаков В.П. О притоке нефти к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности. НТС ВНИИ, 1962. – Вып. 16.

6. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик // М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.

7. Joshi S.D. Основы технологии горизонтальной скважины (Horizontal well technology) (пер.с англ. Будникова В.Ф. и др.). Краснодар: из-во «Советская Кубань», 2003.

8. Сохошко С.К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач: дис. д-ра техн. наук. – Тюмень, 2008. – С. 85–97.

References

1. Medvedskij R.I. Ocenka izvlekaemyh zapasov nefiti i prognoz urovnej dobychi po promyslovym dannym / R.I. Medvedskij, A.A. Sevast'janov // Tjumen'; Nedra, 2004, 192 p.
2. Kolesnik E.V. Issledovanie vlijaniya azimuta konstrukcii gorizontalnogo stvola skvazhiny na formirovanie zony otbora pri vyrobke zapasov nefiti / E.V. Kolesnik, S.V. Levkovich, A.S. Samojlov // Sostojanie, tendencii i problemy razvitija neftegazovogo potenciala Zapadnoj Sibiri: Tr. Mezhdunar. akadem. konf., Tjumen', 2009. pp. 475–481.
3. Sorokin A.V. Razrabotka i issledovanie metodov upravlenija gidrodinamicheskimi rezhimami skvazhin pri jekspluatacii dvuh plastov: Dis. kand. tehn. nauk. Tjumen'. 2008. 136 p.
4. Grachev S.I. Teoreticheskie i prikladnye osnovy stroitel'stva pologih i gorizontalnyh skvazhin na slozhnopostroennyh nefjanyh mestorozhdenijah: Avtoref. dis. d-ra tehn. nauk. – Tjumen', – 2000. 47 p.
5. Borisov Ju.P., Tabakov V.P. O pritoke nefiti k gorizontaln'ym i naklonnym skvazhinam v izotropnom plaste konechnoj moshhnosti. NTS VNII, 1962. v. 16.
6. Idel'chik I.E. Spravochnik po gidravlicheskim soprotivlenijam / I.E. Idel'chik // M.: Mashinostroenie, 1992. 672 p.
7. Joshi S.D. Osnovy tehnologii gorizontal'noj skvazhiny (Horizontal shhell tecnology) (per.s angl. Budnikova V.F. i dr.). Krasnodar: iz-vo «Sovetskaja Kuban'», 2003.
8. Sohoshko S.K. Razvitie teorii fil'tracii k pologim i gorizontaln'ym gazovym i nefjanyh skvazhinam i ee primenenie dlja reshenija prikladnyh zadach: dis. d-ra tehn. nauk. Tjumen'. 2008. pp. 85–97.

Рецензенты:

Кузнецов В.Г., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Сохошко С.К., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.

Работа поступила в редакцию 05.12.2014.