DOI 10.37539/2949-1991.2026.41.6.045

Копченова Дарья Михайловна, студент,
Санкт-Петербургский Горный Университет
императрицы Екатерины II

Шишов Сергей Алексеевич, студент,
Санкт-Петербургский Горный Университет
императрицы Екатерины II

РАСЧЁТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЁМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНЫХ СОСТАВОВ

Аннотация. В статье рассчитаны параметры ВПП нагнетательных скважин с ГОС-1АС (концентрация, объём, радиус, давление). Моделирование в tNavigator подтвердило эффективность, спрогнозирован прирост дебита, показано перераспределение потоков.

Ключевые слова: Выравнивание профиля приёмистости, полимер-дисперсные системы, гидродинамическое моделирование, нагнетательная скважина, увеличение нефтеотдачи.

Расчет параметров закачки реагента

Представим исходные данные в виде таблицы 1:

Таблица 1

Исходные данные по нагнетательной скважине H_1

Параметр	Обозначение	Размерность	Значения
Приемистость нагнетательной скважины	$q_з$	$м^3$/сут	157,4
Средняя начальная нефтенасыщенная толщина по участку	h	м	6,7
Площадь нефтеносной части участка	S	$м^2 \cdot 10^4$	30,1
Пористость	m	доли ед.	0,169
Начальная нефтенасыщенность	$S_н$	доли ед.	0,6
Остаточная нефтенасыщенность	$S_{но}$	доли ед.	0,358
Коэффициент вытеснения нефти водой	$K_В$	доли ед.	0,41
Динамический коэффициент вязкости пластовой нефти	$\mu_н$	мПа·с	3,1
Динамический коэффициент вязкости вытесняющего агента в пластовых условиях	$\mu_а$	мПа·с	1,13
Плотность нефти в пластовых условиях	$\rho_н$	$кг/м^3$	821
Плотность вытесняющего агента в пластовых условиях	$\rho_а$	$кг/м^3$	1010
Средняя текущая весовая обводненность жидкости по добывающим скважинам участка	A_2	доли ед.	0,83
Коэффициент вариации проницаемости	V	доли ед.	1,1
Радиус нагнетательной скважины	$r_с$	м	0,146

Максимально возможная проницаемость коллектора в разрезе нагнетательной скважины	k_{max}	мкм^2	0,1457
Глубина скважины	$H_{скв}$	м	1606
Пластовое давление	$P_{пл}$	МПа	16,1
Суммарная производительность добывающих скважин	$q_Д$	т/сут	33,7

Параметры состава «ГОС-1АС»: плотность 1100 кг/м^3, вязкость 25,41 мПа·с, фактор остаточного сопротивления R = 6.

Определение концентрации реагента

Оптимальная концентрация:

$$C = 1 - 0{,}71 \cdot e^{-z} \quad (1)$$

Удельный коэффициент приемистости нагнетательной скважины:

$$z = \frac{q_з}{\Delta P \cdot h}, \quad (2)$$

где $q_з$ – приемистость нагнетательной скважины, м^3/сут; h – средняя начальная нефтенасыщенная толщина по участку, м

Общая потребность в химическом реагенте:

$$G = C \cdot S \cdot h \cdot m \cdot S_н \cdot K_в \cdot (1 - Y) \cdot k, \quad (3)$$

где S – площадь нефтеносной части участка, м; m – пористость, д.ед.; $S_н$ – начальная нефтенасыщенность, д.ед.; $K_в$ – коэффициент вытеснения нефти водой; $(1 - Y)$ – объемная доля обводненных слоев, безразмерная величина; k – коэффициент, определяющий площадь прискважинной зоны, где сосредоточены основные фильтрационные сопротивления (как правило, k = 0,01), д. ед.

Объемная доля обводненных слоев участка пласта:

$$(1 - Y) = [1 - 0{,}25 \cdot (V^2)^2] \cdot A^2 \quad (4)$$

где V – коэффициент вариации проницаемости, д.ед; A – текущая доля вытесняющего агента (закачиваемой воды) в дебите жидкости окружающих добывающих скважин:

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2} \quad (5)$$

где A_2 – средняя текущая весовая обводненность жидкости по добывающим скважинам участка, д.ед; μ_0 – коэффициент, учитывающий различия физических свойств нефти и вытесняющего агента.

Определение величины данного коэффициента:

$$\mu_0 = \frac{1 + \mu_*}{1 + 1} \cdot \gamma \quad (6)$$

где μ_* – соотношение подвижностей закачиваемой воды и нефти в пластовых условиях:

$$\mu_* = \frac{\mu_н}{\mu_а} \cdot K_в^{1,5} \quad (7)$$

γ – показатель, определяющий сколько агента (в единицах массы), замещает единицу массы пластовой нефти:

$$\gamma = \frac{\rho_а}{\rho_н} \quad (8)$$

Выполним расчет (1-8):

$$z = \frac{q_з}{\Delta P \cdot h} = \frac{157{,}4}{170 \cdot 6{,}7} = 0{,}14 \frac{м^2}{сут \cdot атм}$$

$$C = 1 - 0{,}71 \cdot e^{-z} = 1 - 0{,}71 \cdot e^{-0{,}14} = 3{,}82 \frac{кг}{м^3}$$

$$\gamma = \frac{\rho_a}{\rho_н} = \frac{1010}{821} = 1{,}23$$

$$\mu_* = \frac{\mu_н}{\mu_a} \cdot K_в^{1,5} = \frac{3{,}1}{1{,}13} \cdot 0{,}41^{1,5} = 0{,}72$$

$$\mu_0 = \frac{1 + \mu_*}{1 + 1} \cdot \gamma = \frac{1 + 0{,}72}{1 + 1} \cdot 1{,}23 = 1{,}06$$

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2} = \frac{0{,}83}{(1 - 0{,}83) \cdot 1{,}06 + 0{,}83} = 0{,}82$$

$$(1 - Y) = [1 - 0{,}25 \cdot (V^2)^2] \cdot A^2 = [1 - 0{,}25 \cdot (1{,}1)^2] \cdot 0{,}82^2 = 0{,}47$$

$$G = C \cdot S \cdot h \cdot m \cdot S_н \cdot K_в \cdot (1 - Y) \cdot k =$$

$$= 3{,}82 \cdot 30{,}1 \cdot 10^4 \cdot 6{,}7 \cdot 0{,}169 \cdot 0{,}6 \cdot 0{,}41 \cdot 0{,}47 \cdot 0{,}01 = 1506{,}5 \text{ кг}$$

Радиус и устойчивость экрана:

$$R_э = \sqrt{\frac{V_p + \pi \cdot r_c^2 \cdot h_э}{m \cdot h_э \cdot \pi}} \quad (9)$$

где $V_р$ – объем потокоотклоняющего состава, закачанного в пласт:

$$V_p = \frac{G}{C} \quad (10)$$

$h_э$ – толщина потокоотклоняющего экрана, равная толщине обводненных слоев пласта:

$$h_э = h \cdot (1 - Y) \quad (11)$$

Реализация устойчивого состояния потокоотклоняющего экрана возможна при соблюдении нижеприведенного условия:

$$\frac{\Delta P}{R_э - r_c} \leq G_{кр} \quad (12)$$

где ΔP – репрессия на нефтяной пласт;

$$G_{кр} = \frac{\alpha \cdot \tau}{\sqrt{k_{max}}} \quad (13)$$

где τ – предельное статическое напряжение сдвига полимерно-гелевой системы, Па; α – эмпирический коэффициент пропорциональности, индивидуальный для каждого материала (в нашем случае $\alpha = 10^{-2}$).

Сдвиговая прочность полимерно-гелевых систем определяется:

$$\tau = \eta \cdot \gamma \quad (14)$$

где η – динамическая вязкость исследуемого раствора, Па·с; γ – градиент скорости сдвига, 1/с.

Согласно исследованиям, композиция «ГОС-1 АС» характеризуется следующими значениями параметров η и γ:

$$\eta = 350 \text{ мПа}; \ \gamma = 730 \text{ с}^{-1} \quad (15)$$

Условие устойчивости:

$$V_p = \frac{G}{C} = \frac{1506{,}5}{3{,}82} = 394{,}7 \text{ м}^3$$

$$h_э = h \cdot (1 - Y) = 6{,}7 \cdot 0{,}47 = 3{,}15 \text{ м}$$

$$G_{кр} = \frac{0{,}01 \cdot 350 \cdot 10^{-3} \cdot 730}{\sqrt{0{,}145 \cdot 10^{-12}}} = 6693621 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

$$R_э = \sqrt{\frac{V_p + \pi \cdot r_c^2 \cdot h_э}{m \cdot h_э \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{394{,}7 + 3{,}14 \cdot 0{,}146^2 \cdot 3{,}15}{0{,}169 \cdot 3{,}15 \cdot 3{,}14}} = 15{,}36 \text{ м}$$

$$\frac{\Delta P}{R_э - r_c} = \frac{170 \cdot 10^5}{15{,}36 - 0{,}146} = 1117363 < 6693621$$

Условие выполняется.

Минимально необходимый радиус:

$$\frac{\Delta P}{R_э - r_c} = G_{кр};$$

$$R_э^{'} = \frac{\Delta P}{G_{кр}} + r_c$$

$$V_р^{'} = \pi \cdot \left(R_э^{'2} - r_с^2\right) \cdot h_э \cdot m \quad (16)$$

$$G^{'} = V_p^{'} \cdot C$$

$$R_э^{'} = \frac{\Delta P}{G_{кр}} + r_с = \frac{170 \cdot 10^5}{6693621} + 0{,}146 = 2{,}69 \text{ м}$$

$$V_р^{'} = \pi \cdot \left(R_э^{'2} - r_с^2\right) \cdot h_э \cdot m = 3{,}14 \cdot \left(2{,}69^2 - 0{,}146^2\right) \cdot 15{,}36 \cdot 0{,}169 = 12{,}04 \text{ м}^3$$

$$G^{'} = V_р^{'} \cdot C = 3{,}8 \cdot 12{,}04 = 45{,}95 \text{ кг}$$

Оценка технологической эффективности проектного решения

При введении состава фильтрационное сопротивление в обводнённых слоях увеличивается в ν = 6 раз. Тогда:

$$\mu_0^{'} = \frac{1+\mu_*}{\nu+1} \cdot \gamma \quad (17)$$

При этом произойдет изменения весовой обводненности от значения A_2 до следующего значения:

$$A_2^{'} = \frac{A \cdot \mu_0^{'}}{1 - A + A \cdot \mu_0^{'}} \quad (18)$$

Увеличение дебита нефти:

$$n_q^{'} = \frac{1 - A_2{}'}{1 - A_2} \quad (19)$$

$$\mu_0^{'} = \frac{1 + \mu_*}{\nu + 1} \cdot \gamma = \frac{1 + 0{,}72}{6 + 1} \cdot 1{,}23 = 0{,}30$$

$$A_2^{'} = \frac{A \cdot \mu_0^{'}}{1 - A + A \cdot \mu_0^{'}} = \frac{0{,}83 \cdot 0{,}30}{1 - 0{,}83 + 0{,}83 \cdot 0{,}30} = 0{,}58$$

$$n_q^{'} = \frac{1 - A_2{}'}{1 - A} = \frac{1 - 0{,}58}{1 - 0{,}83} = 2{,}46$$

Суточные дебиты до и после обработки:

$$q_{в0} = q_Д \cdot A_2 \quad (20)$$

$$q_{н0} = q_Д - q_{в0} \quad (21)$$

$$q_{н1} = q_{н0} \cdot n_q^{'} \quad (22)$$

$$q_{в1} = q_д - q_{н1} \quad (23)$$

$$\Delta q_{н1} = q_{н1} - q_{н0} \quad (24)$$

Прирост суммарного суточного дебита для добывающих скважин:

$$q_{в0} = q_д \cdot A_2 = 33{,}7 \cdot 0{,}83 = 27{,}97 \text{ т/сут}$$

$$q_{н0} = q_д - q_{в0} = 33{,}7 - 27{,}97 = 5{,}73 \text{ т/сут}$$

$$q_{н1} = q_{н0} \cdot n_q^{'} = 5{,}73 \cdot 2{,}46 = 14{,}07 \text{ т/сут}$$

$$q_{в1} = q_д - q_{н1} = 33{,}7 - 14{,}07 = 19{,}63 \text{ т/сут}$$

$$\Delta q_{н1} = q_{н1} - q_{н0} = 14{,}07 - 5{,}73 = 8{,}34 \text{ т/сут}$$

С учетом снижения эффективности во времени (ν уменьшается):

$$\nu^{''} = 5{,}8726 \cdot e^{-0{,}003 \cdot t} \quad (25)$$

Определяем увеличение дебита на конец года для скважин:

$$\nu'' = 5{,}8726 \cdot e^{-0{,}003 \cdot t} = 5{,}8726 \cdot e^{-0{,}003 \cdot 365} = 1{,}965$$

$$\mu_0'' = \frac{1 + \mu_*}{\nu'' + 1} \cdot \gamma = \frac{1 + 0{,}72}{1{,}965 + 1} \cdot 1{,}23 = 0{,}72$$

$$A_2'' = \frac{A \cdot \mu_0''}{1 - A + A \cdot \mu_0''} = \frac{0{,}83 \cdot 0{,}72}{1 - 0{,}83 + 0{,}83 \cdot 0{,}72} = 0{,}77$$

$$n_q'' = \frac{1 - A_2''}{1 - A_2} = \frac{1 - 0{,}77}{1 - 0{,}83} = 1{,}37$$

Средний прирост суточного дебита за год:

$$\Delta q_н = \frac{\Delta q_{н1} + \Delta q_{н2}}{2} \quad (26)$$

Подставим числа, получим:

$$q_{н2} = q_{н0} \cdot n_q'' = 5{,}73 \cdot 1{,}37 = 7{,}85 \text{ т/сут}$$

$$q_{в2} = q_д - q_{н2} = 33{,}7 - 7{,}85 = 25{,}85 \text{ т/сут}$$

$$\Delta q_{н2} = (q_{н2} - q_{н0}) \cdot 0{,}9 = (7{,}85 - 5{,}73) \cdot 0{,}9 = 1{,}91 \text{ т/сут}$$

$$\Delta q_н = \frac{\Delta q_{н1} + \Delta q_{н2}}{2} = \frac{8{,}34 + 1{,}91}{2} = 5{,}12 \text{ т/сут}$$

Годовой прирост с учетом коэффициента эксплуатации равен:

$\Delta Q = \Delta q_н \cdot K_э \cdot 365$

$$\Delta Q = 5{,}12 \cdot 0{,}9 \cdot 365 = 1683{,}54 \, т/год$$

Гидродинамическое моделирование технологического процесса

Для оценки ВПП с составом ГОС-1АС на участке ПК19-20 проведено моделирование в tNavigator. Цель – подтверждение расчётов, визуализация блокирования каналов и прогноз добычи. Построена секторная модель (рисунок 1), учитывающая фильтрационно-ёмкостные свойства, фазовые проницаемости и геометрию участка. Временной шаг: 2 месяца до ВПП, 15 дней после ГТМ.

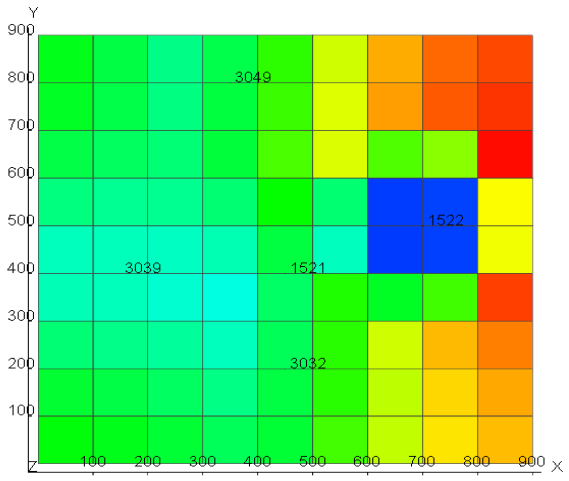


Рисунок 1.Модель выбранного участка (вид сверху)

Неоднородность учтена пропластками различной проницаемости (рисунок 2), размещены 1 нагнетательная и 4 добывающие скважины.

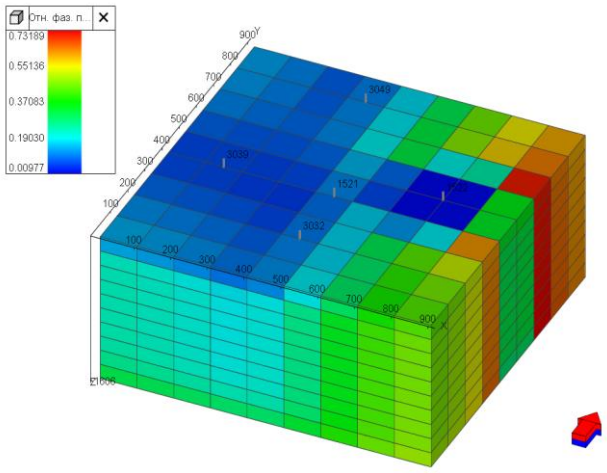


Рисунок 2. Куб проницаемостей модели

Базовый расчёт: вода движется по высокопроницаемым пропласткам (рис. 3). На 01.01.2027 дебит нефти – 5,8 т/сут, обводнённость – 83% (рис. 4), что соответствует факту и подтверждает адекватность модели.

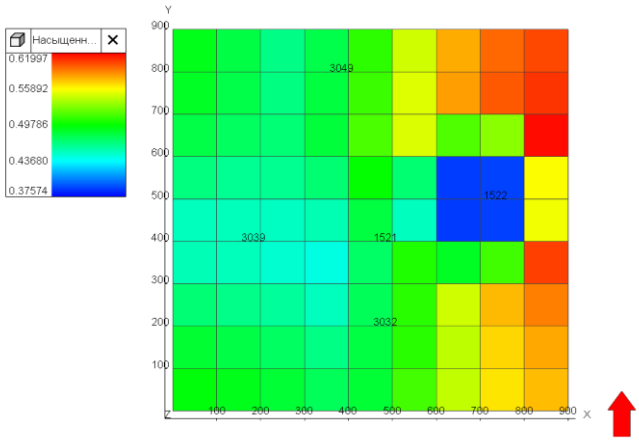


Рисунок 3. Процесс вытеснения нефти водой

Динамика дебита скважин – на рисунке 4.

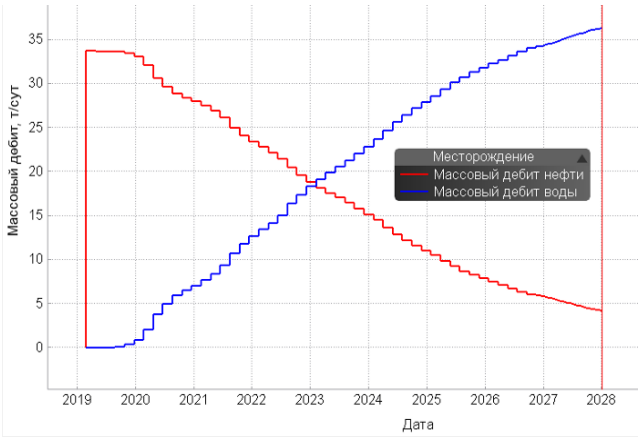


Рисунок 4. Суммарный дебит добывающих скважин

ГТМ – 01.01.2027, моделирование на год. После ВПП на скв. 1522 – рост дебита нефти и падение воды (рис. 5), дебит жидкости неизменен.

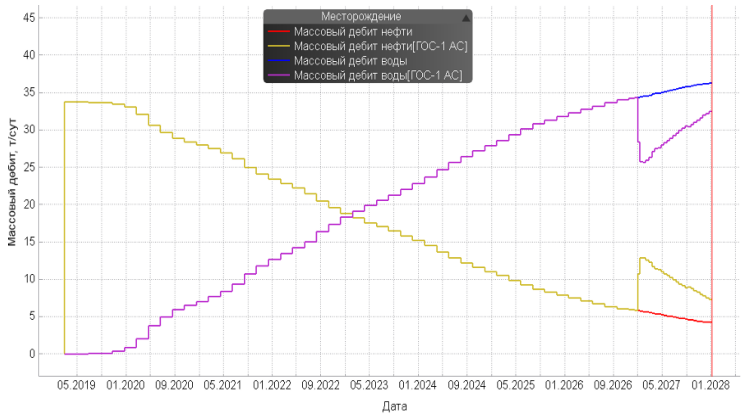
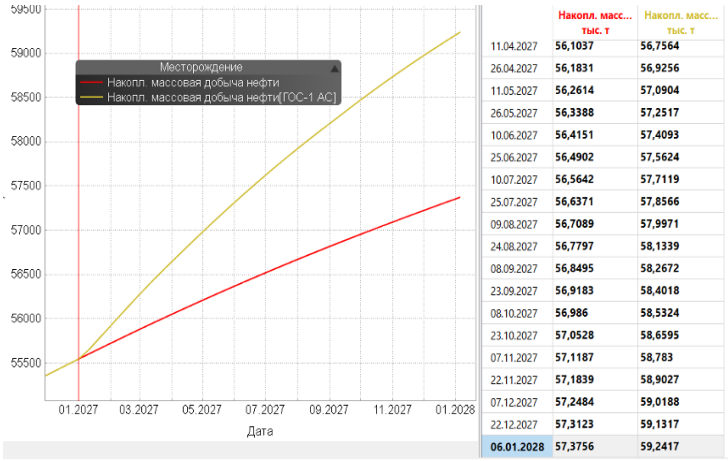


Рисунок 5. Дебит по нефти и воде до и после проведения операции

Моделирование подтвердило аналитические выводы: сразу после обработки – рост дебита нефти и падение воды (рис. 5) при неизменном дебите жидкости, что свидетельствует о перераспределении потоков и вовлечении низкопроницаемых пропластков. Прирост соответствует расчётному.

Графики накопленной добычи (рис. 6) показывают превышение в проектном варианте. Добыча на 06.01.2028: базовый – 57 375,6 т, с обработкой – 59 241,7 т; эффект – 1 866,1 т.



	Накопл. масс... тыс. т	Накопл. масс... тыс. т
11.04.2027	56,1037	56,7564
26.04.2027	56,1831	56,9256
11.05.2027	56,2614	57,0904
26.05.2027	56,3388	57,2517
10.06.2027	56,4151	57,4093
25.06.2027	56,4902	57,5624
10.07.2027	56,5642	57,7119
25.07.2027	56,6371	57,8566
09.08.2027	56,7089	57,9971
24.08.2027	56,7797	58,1339
08.09.2027	56,8495	58,2672
23.09.2027	56,9183	58,4018
08.10.2027	56,986	58,5324
23.10.2027	57,0528	58,6595
07.11.2027	57,1187	58,783
22.11.2027	57,1839	58,9027
07.12.2027	57,2484	59,0188
22.12.2027	57,3123	59,1317
06.01.2028	57,3756	59,2417

Рисунок 6. Накопленные показатели

Прирост по модели (1 866,1 т) согласуется с аналитическим расчётом (1 683,5 т/год), что подтверждает эффективность ВПП.

Вывод: обоснованы параметры ВПП с ГОС-1АС на участке ПК19-20: концентрация 3,82 кг/м^3, объём закачки 394,7 м^3, устойчивость экрана подтверждена. Прогнозный прирост – 1 683,5 т/год, по модели – 1 866,1 т. Результаты подтверждают эффективность технологии для увеличения нефтеотдачи на поздних стадиях.

Список литературы:

1. Мавлиев А. Р., Рогачев М. К., Мардашов Д. В. Обоснование объемов закачки потокоотклоняющих композиций в нагнетательные скважины // Записки Горного института. – 2011. – Т. 189. – С. 182–187.

2. Землянский В. В. Методика проектирования применения полимерно-гелевых систем в нагнетательных скважинах с учетом возможных рисков: дис. … канд. техн. наук. – Тюмень, 2006. – 186 с.

3. Попов С. Н., Черных А. В. Аналитический расчёт и моделирование выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 11. – С. 45–52.

4. Рогачев М. К., Литвин А. Н., Мавлиев А. Р. Исследование сшитых полимерных составов для условий месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16, № 4. – С. 56–62.

5. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи для обоснования опытно-промышленных работ на месторождениях Компании. – М.: ОАО «НК «Роснефть», 2014. – 43 с.