

УДК 622.276.1

**ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН
В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**
ASSESSMENT OF OIL WELL PRODUCTIVITY IN LOW-PERMEABILITY
RESERVOIRS IN THE FIELDS OF EASTERN SIBERIA

Р. В. Урванцев, С. Е. Чебан

R. V. Urvantsev, S. E. Cheban

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: продуктивность скважины; низкопроницаемые
коллекторы; коэффициент извлечения нефти*

Key words: well productivity, low-permeability reservoirs, oil recovery factor

В XXI веке развитие отрасли добычи нефти в России происходит как за счет интенсификации ее добычи на существующих традиционных месторождениях Западной Сибири, Поволжья и других нефтедобывающих регионов, так и за счет открытия новых нефтегазоносных провинций. Масштабные открытия целого ряда месторождений Восточной Сибири, совершенные еще в 70–80-х гг. XX в., только начинают осваиваться. Сам процесс освоения развивается достаточно медленно ввиду целого ряда причин. Отсутствие крупных транспортных магистралей, низкая плотность населения, низкая освоенность районов центральной и северной частей Восточной Сибири, изолированность месторождений от населенных пунктов и др. не позволяют достаточно быстро заниматься освоением запасов. Эти трудности в конечном итоге порождают проблему высокой себестоимости добычи нефти в регионе.

Одной из важнейших задач является получение максимального коэффициента извлечения нефти при уменьшении затрат на разработку. Карбонатный пласт, залегающий в пределах Катангской свиты, является низкопроницаемым, а его запасы относят к трудноизвлекаемым. В настоящее время объект находится на стадии опытно-промышленной разработки, что актуализирует исследования по подбору эффективных методов добычи нефти. При разработке такого объекта большое внимание уделяется применению технологий повышения нефтеотдачи.

Не менее важным является подбор конструкции скважины, отвечающей геологическим условиям данного региона. В качестве альтернативы может рассматриваться возможность применения наклонно-направленных скважин (ННС) и скважин с горизонтальным окончанием (ГС). Данные типы скважин уже применяются в качестве добывающих на рассматриваемом карбонатном пласте. В пределах каждого типа скважин необходимо проанализировать варианты применения ННС в зависимости от величины зенитного угла и ГС — в зависимости от длины горизонтального участка. Именно эти показатели принимаются в качестве переменных, а оценка эффективности строится на зависимости продуктивности отдельной скважины от их величины.

Оценка возможности применения ННС и ГС производилась по формулам определения продуктивности для однородно-анизотропного пласта, а также по формулам С. Д. Джоши, Ф. М. Гигера и Ю. П. Борисова для горизонтальных скважин. Стоит отметить, что применимость данных формул ограничена, но позволяет оценить потенциал определенного типа скважин и ее параметров для применения на рассматриваемом объекте [1, 2].

На продуктивность скважин любого профиля оказывает влияние анизотропия пласта. Коэффициент продуктивности вертикальных скважин определяется по формуле

$$K_v = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{1}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}. \quad (1)$$

Анизотропия пласта определяется по известному выражению и равна

$$\chi = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}. \quad (2)$$

Коэффициент продуктивности совершенной по степени вскрытия пласта наклонной скважины определяется по формуле

$$K_n = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{1}{\ln\left(\frac{4 \cdot R_k}{L \cdot \sin \alpha} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h \cdot \sin \alpha}{2 \cdot \pi \cdot r_c}\right)}. \quad (3)$$

Коэффициент продуктивности горизонтальных скважин определяется по формуле

$$K_G = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot L}{\mu \left[\frac{L}{h} \cdot \ln \frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot R_k} \right)^2}}{\frac{L}{2 \cdot R_k}} + \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c} \right) \right]}. \quad (4)$$

Очевидно, что коэффициент продуктивности наклонных и горизонтальных скважин зависит от анизотропии.

В одной из работ М. Маскет предложил способ перехода от изотропного пласта к анизотропному путем умножения линейных размеров системы пласт-скважина

по осям x, y, z на величину $\beta_i = \sqrt{\frac{k^*}{k_i}}$, где $i = x, y, z$, а $k^* = \sqrt{k_h \cdot k_v}$ — эквивалентная проницаемость пласта.

Это обеспечивает возможность найти отношение коэффициентов продуктивности для анизотропного пласта, подставив в формулу (4) соответствующие значения эквивалентных величин.

Тогда коэффициент продуктивности наклонной скважины будет равен

$$K_n = \frac{2 \cdot \pi \cdot k^* \cdot h^*}{\mu} \cdot \frac{1}{\ln \left(\frac{4 \cdot R_k^*}{L^* \cdot \sin \alpha^*} + \frac{h^*}{L^*} \cdot \ln \frac{h^* \cdot \sin \alpha^*}{2 \cdot \pi \cdot r_c} \right)}, \quad (5)$$

где $h^* = \beta_v \cdot h$; $R_k^* = \beta_h \cdot R_k$; $L^* = \beta_h \cdot L$.

Проекция наклонной скважины на горизонталь $a = L \cdot \sin(\alpha)$ изменится и станет равной $a^* = \beta_h \cdot a = \beta_h \cdot L \cdot \sin(\alpha)$.

Вертикальная проекция, равная толщине пласта, станет равной $b^* = \beta_v \cdot h$.

Таким образом, угол наклона станет равным $\alpha^* = \arctg \frac{a^*}{b^*} = \arctg \frac{\beta_h \cdot L \cdot \sin \alpha}{\beta_v \cdot h}$.

Длина наклонного ствола составит

$$L^* = \frac{a^*}{\sin \alpha^*} = \frac{\beta_h \cdot \sin \alpha}{\sin \left[\frac{\arctg(\beta_v \cdot L \cdot \sin \alpha)}{\beta_v \cdot h} \right]}. \quad (6)$$

Для сопоставления скважин по величине коэффициента продуктивности приведем сравнение горизонтальных скважин с длинами стволов 400 и 600 м, а также наклонно-направленных скважин с зенитными углами 70° и 80°. Скважины с такими параметрами действительно используются на объекте, поэтому эти параметры были положены в основу расчетов. Затем результаты расчетов были экстраполированы на другие значения длины ГС и зенитного угла ННС. В таблице представлены исходные данные для расчетов [3].

Исходные данные

Параметр ННС/ГС	Зенитный угол ННС		Длина ГС	
	α_1	α_2	L_1	L_2
	70^0	80^0	400	600
Радиус контура питания	R_k		450 м	
Радиус скважины	r_c		0,1 м	
Средняя проницаемость по вертикали	k_v		$1,27 \text{ мД} = 1,27 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	
Средняя проницаемость по горизонтали	k_h		$1,82 \text{ мД} = 1,82 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	
Толщина пласта	h		6,6 м	
Вязкость нефти	μ		$3,424 \text{ сП} = 3,424 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$	

По результатам расчетов очевидно, что изменение угла наклона ННС не ведет к значительному увеличению продуктивности. Применение более сложной конструкции скважин за счет увеличения зенитного угла в таких условиях будет нецелесообразным. А с учетом того что запасы пласта относят к трудноизвлекаемым, что подтверждается его проницаемостью и малой эффективной нефтенасыщенной толщиной, ввод скважин в добычу должен сопровождаться дополнительными ГТМ для увеличения добычи нефти. График изменения продуктивности в зависимости от зенитного угла представлен на рисунке 1.

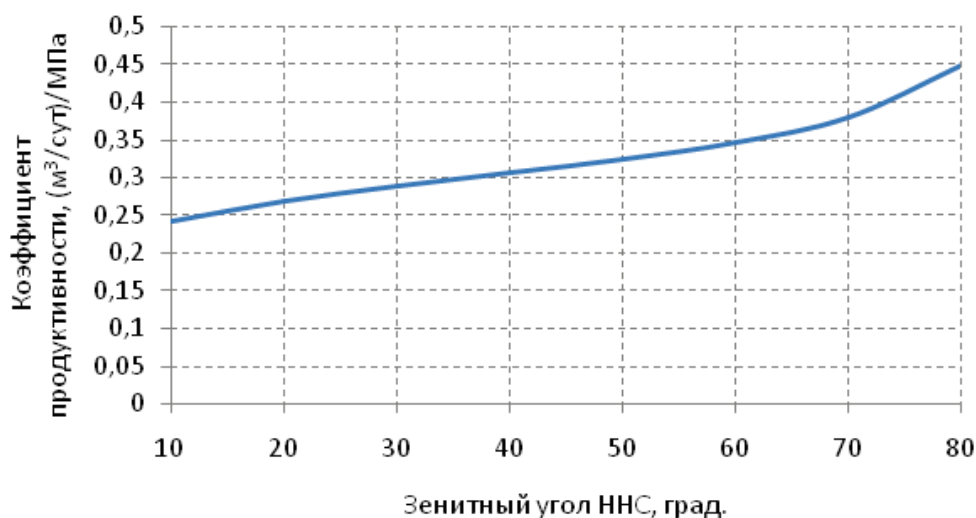


Рис. 1. График зависимости продуктивности ННС от зенитного угла на рассматриваемом объекте

Рисунок 2 отображает зависимость коэффициента продуктивности от длины горизонтального участка по формулам для однородно-анизотропного пласта. Для формул Ю. П. Борисова, С. Д. Джоши, Ф. М. Гигера зависимость продуктивности от длины ГС изображена на рисунке 3.

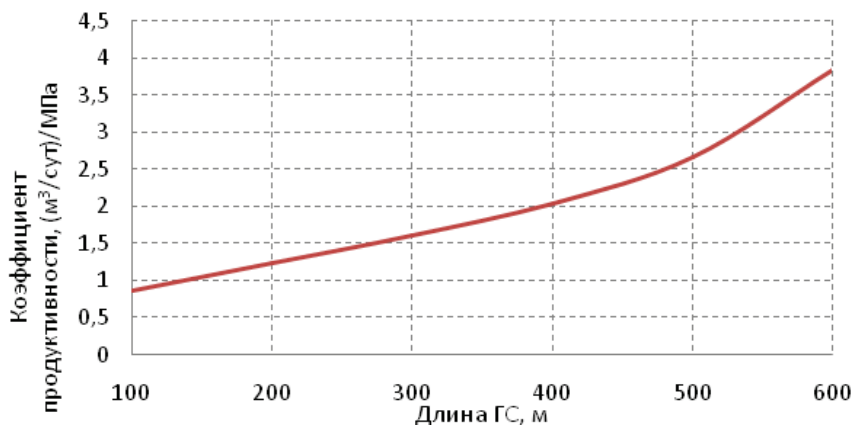


Рис. 2. График зависимости продуктивности ГС от длины горизонтального ствола на рассматриваемом объекте

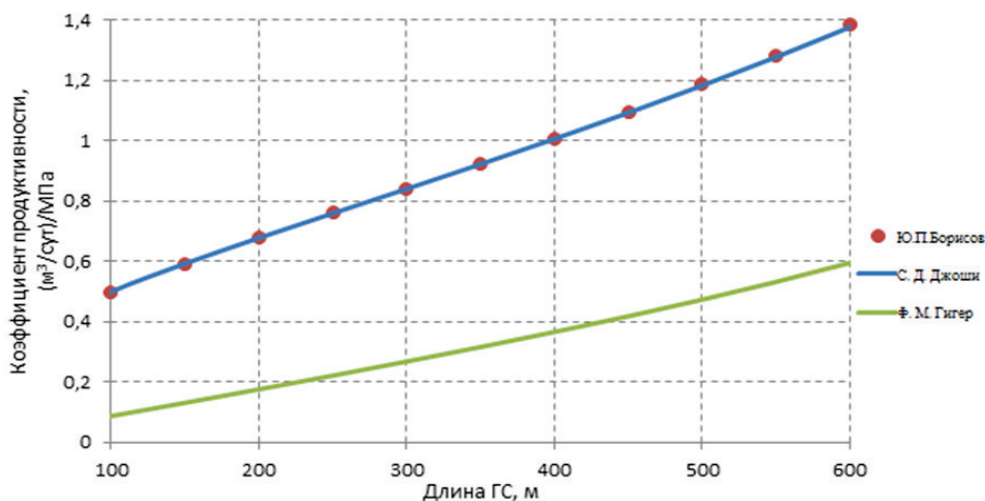


Рис. 3. Оценка продуктивности ГС по формулам С. Д. Джоши, Ю. П. Борисова, Ф. М. Гигера

Продуктивность ГС в среднем в несколько раз больше продуктивности ННС. Резкий рост продуктивности наблюдается при длине горизонтального ствола 500 м и более. Однако дебиты скважин без применения геолого-технических мероприятий будут крайне малы и неудовлетворительны. Оценка продуктивности скважин по формулам С. Д. Джоши и Ю. П. Борисова оказалась несколько ниже, по сравнению с приведенной в основном расчете. Это связано с дополнительными учитываемыми факторами при расчете, которые повлияли на продуктивность ГС и обусловили также низкое значение продуктивности по формуле Ф. М. Гигера.

Низкие коллекторские свойства обуславливают применение дополнительного воздействия на объект. Проницаемость по объекту варьируется в диапазоне от 0,001 до 151,1 мД. Для средней проницаемости продуктивность скважины без применения ГТМ не достигает проектных значений. В качестве сравнения приведем значения продуктивности по горизонтальным и наклонно-направленным скважинам для проницаемости 40 мД и построим зависимость продуктивности скважин от проницаемости пласта (рис. 4, 5).

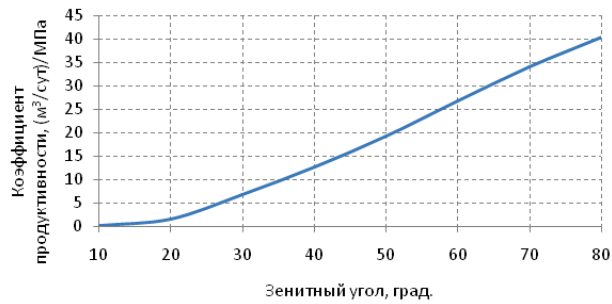


Рис. 4. Продуктивность ННС при проницаемости 40 мД

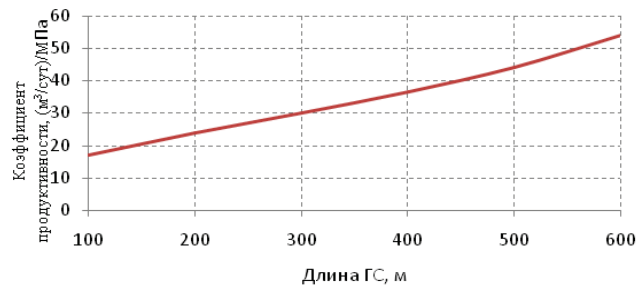


Рис. 5. Продуктивность ГС при проницаемости 40 мД

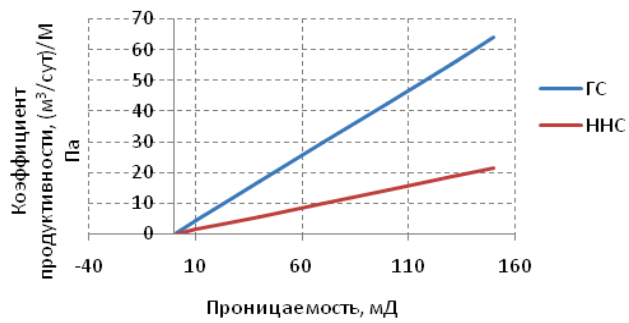


Рис. 6. Зависимость коэффициента продуктивности от проницаемости для ГС (100 м) и ННС (10 °)

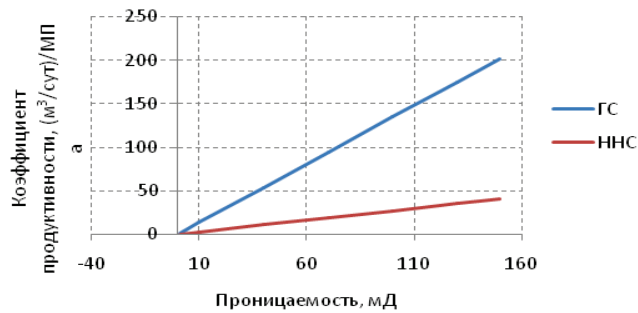


Рис. 7. Зависимость коэффициента продуктивности от проницаемости для ГС (600 м) и ННС (80 °)

С увеличением проницаемости и при больших значениях зенитного угла ННС, можно говорить о применении наклонно-направленных скважин в качестве альтернативы горизонтальным. Однако с увеличением длины ГС и зенитного угла ННС, отношение продуктивностей горизонтальных и наклонно-направленных скважин увеличивается (рис. 6, 7). В данном случае оно увеличивается с 3 до 5 раз. Несмотря на невозможность прямого сравнения параметров ГС и ННС, эффективность применения горизонтальных скважин на нашем карбонатном пласте несравнимо выше. Планируемые к применению ГС с длинами в 600 м показывают, безусловно, большую продуктивность.

Таким образом, эксплуатация объекта скважинами с горизонтальным окончанием может приниматься в качестве наиболее подходящего варианта разработки объекта.

Список литературы

1. Грачев С. И., Самойлов А. С. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: учеб. пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 144 с.
2. Брехунцов А. М., Телков А. П., Федорцов В. К. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2004. – 290 с.
3. Барышев Л. А., Барышев А. С. Многопараметровая физико-геологическая модель Верхнечонского газоконденсатно-нефтяного месторождения // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 46–54.

Сведения об авторах

Урванцев Роман Вадимович студент-магистрант Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129990708, e-mail: pioner345@mail.ru

Чебан Станислав Евгеньевич, ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89222678950, e-mail: cheban-85@mail.ru

Information about the authors

Urvantsev R. V., Master's Student, Industrial University of Tyumen, phone: 89129990708, e-mail: pioner345@mail.ru

Cheban S. E., Teaching Assistant at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89222678950, e-mail: cheban-85@mail.ru

УДК 550.8 (553.98)

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ТРЕХМЕРНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ КОЛЛЕКТОРОВ ПАЛЕОЗОЙСКОГО ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

DEVELOPMENT OF THE METHODOLOGY OF 3D GEOLOGICAL MODELING FOR THE RESERVOIRS OF THE PALEOZOIC BASEMENT OF WEST SIBERIA

А. И. Цепляева

A. I. Tseplyaeva

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: геологическая модель; палеозойский фундамент; трещиноватость; нефтегазоносность; двойная пористость

Key words: geological model; paleozoic basement; fracture; oil and gas potential; dual porosity

В настоящее время месторождения нефти и газа в породах фундамента открыты почти на всех континентах и в акватории Мирового океана. На сегодняшний день известно более 450 месторождений с промышленными скоплениями нефти, газа и конденсата в фундаменте в 54 нефтегазоносных бассейнах мира [1].

В образованиях доюрского комплекса Западной Сибири, включающего палеозойский фундамент (PZ) и отложения триаса на контакте с чехлом, выявлено более 50 месторождений углеводородов [2]. По последним данным [3] общее количество поисково-разведочных скважин, вскрывших доюрские отложения на территории ХМАО — Югры, составляет более 3 100. Большинство скважин вскрыли кровельную часть доюрского комплекса на глубину до 100 м (2 678 скважин), более 100 м — порядка 450 скважин. Доюрский разрез на глубину более 1 км изучен недоста-