

данная технология позволяет сократить расход пропанта при прочих равных условиях, а также обеспечить больший прирост дебита нефти по итогам проведения ГРП.

Литература

1. HiWAY Operational Guidelines, Novosibirsk Technology Center\Oleg Medvedev, Alexander Mikhaylov, Konstantin Lyapunov\Schlumberger\Release Date:13-Sep-2017
2. Jin, Xiaochun & Shah, Subhash & Sheng, Mao. (2012). Hydraulic Fracturing Model Based on Nonlinear Fracture Mechanics: Theory and Simulation. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 5. 10.2118/159909-MS.
3. Koplos, Jonathan & Tuccillo, Mary Ellen & Ranalli, Brent. (2014). Hydraulic fracturing overview: How, where, and its role in oil and gas. Journal - American Water Works Association. 106. 38-56. 10.5942/jawwa.2014.106.0153.
4. Wang, Wendong & Yuan, Bin & Yuliang, Su & Sheng, Guanglong & Yao, Wei & Gao, Hui & Wang, Kai. (2017). A composite dual-porosity fractal model for channel-fractured horizontal wells. Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics. 12

ОБОСНОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ С ПОМОЩЬЮ ПОСТРОЕНИЯ ЗАВИСИМОСТЕЙ

А.О. Безуглов, В.П. Соломатин

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация: В данной статье описывается подход к определению коэффициента остаточной нефтенасыщенности на основании зависимостей. Рассматриваются прочие методики определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности.

Ключевые слова: коэффициент остаточной нефтенасыщенности, лабораторные исследования керна, проект разработки месторождения, коэффициент корреляции.

Введение

На данный момент в работах, связанных с подсчетом запасов углеводородов и созданием проектной документации на разработку нефтяных месторождений, для определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности ($K_{он}$) требуется приводить обоснование с использованием математических зависимостей для возможности изменения $K_{он}$ в зависимости от геолого-физических характеристик объектов разработки. В свою очередь $K_{он}$ непосредственно влияет на значение коэффициента извлечения нефти, коэффициента вытеснения и на общие извлекаемые запасы, поэтому неточности при его определении могут привести либо к потере потенциально возможной прибыли для недропользователя, либо, наоборот – к лишним материальным издержкам [2].

Среди существующих методов определения значений $K_{он}$ имеется способ построения определения через построение зависимости $K_{он} * \rho_{го} = K_{нн} * \rho_{го}$ [3]. Умножение обоих значений $K_{он}$ и $K_{нн}$ искусственно завышает коэффициент корреляции, поэтому не рекомендуется для применения. Обратный расчет значений $K_{он}$ с использованием уравнения линии тренда графика показывает отклонение от исходных значений в пределе от 4 до 120%.

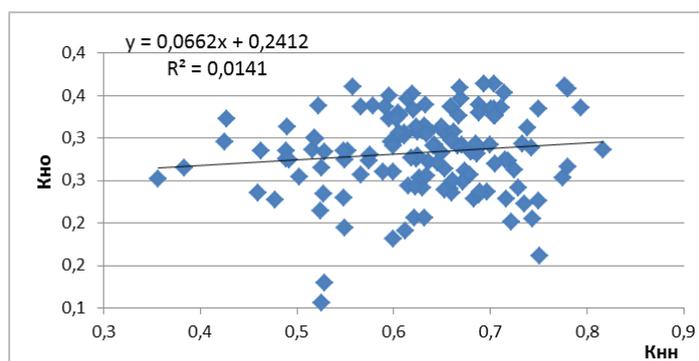


Рис. 1 График распределения значений коэффициента остаточной нефтенасыщенности в зависимости от значений коэффициента начальной нефтенасыщенности

Другим способом определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности является усреднение значений керновых исследований. Проблемой данного метода может являться перенасыщение керновых образцов в лабораториях, особенно при насыщении с помощью центрифугирования, как следствие – завышенные значения $K_{он}$, которые в дальнейшем могут негативно отразиться на определении коэффициента вытеснения и коэффициента извлечения нефти [1].

Авторским вариантом для определения $K_{он}$ является получение зависимости значений $K_{он}$ от связанных с ним величин, таких как коэффициент начальной нефтенасыщенности ($K_{нн}$), пористости или проницаемости.

При построении общей зависимости $K_{он}$ от $K_{нн}$ мы получаем сильный разброс значений и низкий коэффициент корреляции (0,014), указывающий на отсутствие зависимости между величинами (рисунок 1). Следовательно, данный способ не может использоваться в исходном виде и требует преобразований.

В результате исследовательской работы для оптимизации метода определения значений $K_{он}$ было принято использовать разбиение значений $K_{нн}$ керновых исследований по интервалам с шагом 0,05. Таким образом, каждому интервалу коэффициента начальной нефтенасыщенности соответствовало среднее значение всех керновых исследований, лежащих в данном интервале. Значения $K_{но}$ были получены таким же методом. В результате получился график зависимости с коэффициентом корреляции (0,8387), указывающим на наличие более заметной зависимости. График представлен на рисунке 2.

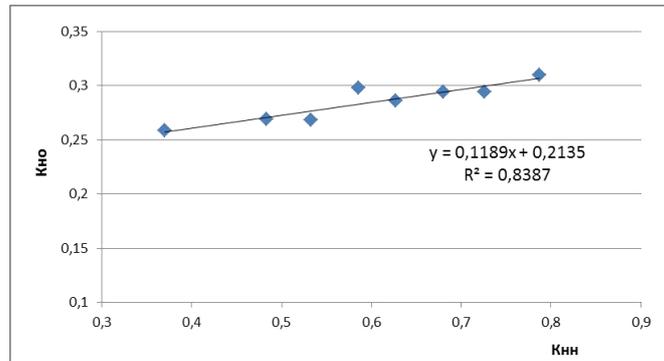


Рис. 2 График распределения средних по интервалам значений коэффициента остаточной нефтенасыщенности в зависимости от средних значений коэффициента начальной нефтенасыщенности

Коэффициент корреляции, полученный данным методом, показывает значительную сходимость данных. Значения $K_{он}$, полученные путем подставления данных в уравнение линии тренда $y = 0,1189 \cdot x + 0,2135$, являются адекватными для пластов группы А и Б в Западной Сибири (таблица). Следовательно, во время проведения работ по подсчету запасов или созданию проектных документов, возможно применения данной методики для обоснования значений коэффициента остаточной нефтенасыщенности.

Таблица

Значения коэффициентов остаточной нефтенасыщенности, рассчитанные по группам пластов

Пласты группы А	Кон	Пласты группы Б	он
A2(1)	0,267	Б0	0,279
A3	0,265	Б4(1)	0,266
A4(1)	0,262	Б4(2)	0,263
Пласты группы А	Кон	Пласты группы Б	он
A4(2)	0,273	Б4(3)	0,268
A4(3)	0,263	Б5(1)	0,266
A5(1)	0,261	Б5(2)	0,269
A5(2)	0,267	Б5(3)	0,262
A5(3)	0,261	Б5(4)	0,262
A6	0,269	Б6(1)	0,268
A7	0,268	Б6(2)	0,261
A9	0,263	Б7(1)	0,269
A10	0,262	Б7(2)	0,266
Средн.	0,265	Б7(3)	0,261
		Б8(1)	0,261
		Б8(2)	0,267
		Б8(3)	0,262
		Б9(1)	0,265
		Б9(2)	0,266
		Б10	0,265
		Б11	0,273
		Б12	0,274
		Б12(1)	0,268
		Б13	0,272
		Средн.	0,267

Литература

1. Борисов Б.Ф., Лепешкина О.Ю., Кузнецов А.М. Анализ результатов исследования коэффициента вытеснения высоковязкой нефти водой из пласта В1 турнейского яруса на месторождениях Самарской области // Нефтяное хозяйство. -2015. -№ 7. -С. 104-106.RFD: tNavigator. Flow simulator Technical manual. 2016.
2. Борисов Б.Ф., Лепешкина О.Ю., Кузнецов А.М. Обобщение данных о коэффициенте вытеснения высоковязкой нефти водой из пласта А4 башкирского яруса месторождений Самарской и Ульяновской областей // Нефтяное хозяйство. -2015. -№ 2. -С. 66-68.
3. Янин А.Н. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой по обобщенным зависимостям (на примере пластов группы Ю1 Нижневартовского свода) // Бурение и нефть. -2014. -№ 7-8. -С.28-32.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТРЕХФАЗНОГО СЕПАРАТОРА НА УСТАНОВКЕ
ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Н.К. Богатырев

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефть, извлекаемая из скважин, содержит пластовую воду с растворёнными солями, газы органического (от CH_4 до C_4H_{10}) и неорганического (H_2S , CO_2) происхождения, механические примеси (песок, глина, известняк). Перед транспортировкой потребителям от нефти отделяют газы, механические примеси, основную часть воды и солей. На отечественных нефтепромыслах эксплуатируются различные системы промышленного сбора и транспортирования сырой нефти, отличающиеся условиями перемещения нефти, схемой подготовки нефти. На смену негерметизированным схемам, эксплуатация которых была связана с потерями газа и легких фракций, пришли различные герметизированные высоконапорные системы. Сырая нефть под собственным давлением поступает в групповые замерные установки, где происходит измерение количества нефти. Затем нефть перемещается на дожимную насосную станцию, в составе которой имеются сепараторы для отделения газа и воды от нефти. Газ поступает на газоперерабатывающий завод, а нефть – на установку подготовки нефти (УПН). Вода очищается на установке и закачивается обратно в пласт. В данном проекте рассматривается установка подготовки нефти, предназначенная для электрообессоливания и обезвоживания с последующей сдачей подготовленной нефти на Приемо-сдаточный пункт (ПСП), а затем в магистральный нефтепровод. Цель выпускной квалификационной работы – спроектировать установку подготовки нефти с производительностью 960 тыс. тонн/год. Проектируемая установка подготовки нефти (УПН) предназначена для получения товарной нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 9965-76, ГОСТ Р 51858-2002 и транспортировки ее на НПС № 8 магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) с помощью насосов внешней откачки.

По физико-химическим свойствам нефть, подготавливаемая на УПН, характеризуется как особо легкая. Физико-химические свойства нефти, поступающей на УПН приведены в таблице 1.

Таблица

Физико-химические свойства нефти

Наименование	Значение
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,733
Плотность нефти при условиях сепарации, т/м^3	0,817
Плотность нефти при однократном разгазировании, т/м^3	0,836
Газосодержание при однократном разгазировании, $\text{м}^3/\text{т}$	339,52
Газовый фактор при условиях сепарации, $\text{м}^3/\text{т}$	299,86
Объемный коэффициент при условиях сепарации, доли ед.	1,430
Вязкость кинематическая нефти, $\text{мм}^2/\text{с}$	
-при 20 °С	10,1
-при 50 °С	4,3
Вязкость динамическая нефти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	
-при 20 °С	8,4
-при 50 °С	3,6
Содержание серы, % масс.	0,3
Содержание парафина, % масс.	1,28
Температура плавления парафина, °С	53,4
Содержание смол силикагелевых, % масс.	2,01
Содержание асфальтенов, % масс.	0,05
Содержание механических примесей, % масс.	0,023
Содержание хлористых солей, % масс. (мг/дм^3).	0,0064 (53,2)
Содержание сероводорода, % масс.	отс.
Давление насыщения нефти газом, МПа	21,5

Требуемые характеристики товарной нефти и пластовой воды. Нефть должна удовлетворять требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Технические условия». Согласно указанного ГОСТа подготовленная нефть (при