

Р.А. Валиуллин¹, Р.Ф. Шарафутдинов¹, Т.Р. Хабилов¹,
К.Р. Ахметов², Ю.Г. Мызников², И.Р. Бакиев², С.Г. Кудряшова²
¹Башгосуниверситет, г. Уфа, gframil@inbox.ru, valra@geotec.ru
²ОАО Сургутнефтегаз, г. Сургут, ahmetov_kr@surgutneftegas.ru

О КОЛИЧЕСТВЕННОМ ОПРЕДЕЛЕНИИ СОСТАВА ПРИТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ВЛАГОМЕРОВ

В работе рассматриваются проблемы связанные с определением состава флюида в стволе горизонтальной скважины по данным измерений распределенными влагомерами в приборе АГАТ КГ-42. Показано, что для системы нефть-вода количественная оценка возможна только в областях с расходом не менее 50-100 м³/сут при угле наклона от горизонтали от -0.1° до 0.1°. При этом объемные доли воды меньше 0.12 и больше 0.88 не регистрируются. Для системы нефть-газ количественная оценка возможна только в областях с расходом не менее 100-200 м³/сут при нисходящем потоке с углом наклона от горизонтали от 0° до -0.1°. При больших величинах расхода растет диапазон углов, для которых возможна количественная обработка. При углах наклона выше 30 градусов на восходящих участках необходимо использовать методы определения плотности (гамма-плотномер, манометрия в стационарном режиме работы скважины).

Ключевые слова: двухфазный поток, расслоенный режим течения, распределенный влагомер, фазовый расход.

1. Введение

Большой интерес в нефтяной тематике уделяется изучению многофазных потоков в горизонтальных скважинах (Russel, Charles, 1959; Wang, 1981; Brauner, Moalem, 1989; Barnea, Taitel, 1992, 1993; Nadler, Mewes, 1997). В первую очередь это связано с возможностью количественного определения фазовых расходов. Использование приборов с распределенными датчиками состава позволяет построить

методику получения количественных оценок состава притока в горизонтальной скважине при небольших расходах, основанную на определении границы раздела фаз. Но существует ряд значительных ограничений, связанных с чувствительностью исследуемого параметра на состав притока и с погрешностью его определения модулем распределенного датчика состава. Поэтому необходимо выработать ограничения, в пределах которых методика будет работать.

Окончание статьи А.В. Калмыкова, Р.Р. Минебаева, Р.М. Мартинчука, А.И. Никифорова «Об эффективности заводнения нефтяных залежей в турнейских отложениях...»

Совершенствование системы разработки турнейских залежей видится в первую очередь с построением системы ППД на следующих концептуальных началах:

- уделить внимание составу закачиваемого агента с целью предотвращения отложений солей в пластовых условиях;
- давление закачки на устье не должно превышать гидростатических значений;
- компенсацию отбора закачкой достигать за счет повышения коэффициента охвата (например, через механизм устройства горизонтальных, в т.ч. разветвляющихся забоев).

Планирование геолого-технических мероприятий для турнейских залежей Онбийского месторождения в условиях крайне низкой эффективности существующей системы ППД требует построения ФМ с учетом произведенного комплекса ГДИ и ее регулярного согласования с данными пьезометрического мониторинга.

Литература

- Al-Otaibi M.H., Fischbuch D.B., Taibah O.A., Al-Julaih A.H. Application of Multivariate Methods to Optimize Development of Thin Oil Zones in a Mature Carbonate Reservoir. *Saudi Aramco J. of Technology*. 2012. P.2-13.
- Chandra Y., Verma S.K. High Permeability Conduits Identification for Well Performance Improvement in Mumbai High Field. *SPWLA-INDIA 3rd Annual Logging Symposium*. 2011. P.1-7.
- Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ. 1999 (II). 285 с.
- Ибрагимов Г.З. Справочное пособие по применению хими-

ческих реагентов в добыче нефти. М.: Недра. 1983. 313 с.

Калмыков А.В., Минебаев Р.Р. Площадное пьезометрирование как реперная сеть для фильтрационного моделирования. *Сб. докладов научно-практ. конференции, посв. 60-летию образования ОАО «Татнефть»*. Альметьевск. 2010. С.133-137.

Криhari Г.А. и др. История и механизмы формирования залежей нефти в карбонатных породах по минерало-литологическим данным. *Литосфера*. 2013. №1. С.146-157.

Морозов В.П. и др. Морфолого-генетическая классификация структур пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов. *Георесурсы*. 2012. 4 (46). С.19-21.

Нефёдов Н.В. и др. Мониторинг турнейской залежи мельниковского месторождения средствами пьезометрии и фильтрационного моделирования. *Георесурсы*. 2011. №1 (37). С.23-26.

Розанова Е.П., Галушко А.С., Иванова А.Е. Распространение сульфатвосстанавливающих бактерий, использующих лактат и жирные кислоты, в анаэробных экотопах заводняемых нефтяных коллекторов. *Микробиология*. 1991. Т. 60. 2. С.360-366.

Фархуллин Р.Г. Комплекс промысловых исследований по контролю за выработкой запасов нефти. Казань: Изд. «ТАТПОЛИГ-РАФЪ». 2002. 304 с.

A.V. Kalmikov, R.R. Minebaev, R.M. Martinchuk, A.I. Nikifirov. **Efficiency of Waterflooding of Oil Deposits in the Tournaisian Stratum (Using the Example of Development Targets of Tatekh, CJSC)**

Based on the data of field hydrodynamic researches efficiency of oil deposits flooding in the Tournaisian stratum is assessed in the article using the example of development targets of Tatekh, CJSC. It is shown that the volume of injected water into the well bore does not affect sufficiently on the process of oil extraction. The ways to improve the development system of the Tournaisian deposits are given.

Keywords: hydrodynamic researches, flooding, fractured collector, colmatation, conduit.

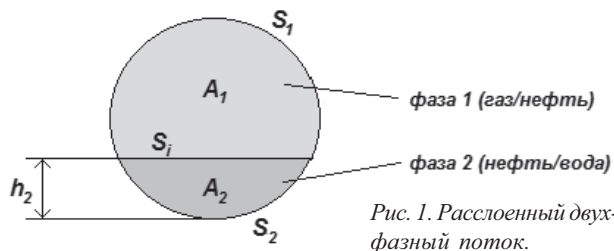


Рис. 1. Расслоенный двухфазный поток.

Все расчеты, оценки и выводы, приведенные далее, выполнены с помощью численной модели двухфазного расслоенного потока, аналогичной в работах (Brauner, Maon, 1989; Varnea, Taitel, 1992; 1993).

2. Определение чувствительности границы раздела фаз на состав притока

В основе методики количественного определения объемного содержания фаз лежит предположение о расслоенном режиме течения. Рассмотрим двухфазную модель, описывающую подобный поток в горизонтальной скважине. Она представляет собой два стационарных уравнения движения для каждого слоя и два уравнения непрерывности. В них учтены только основные силы, действующие на поток, такие как гравитация и трение. Для потоков с небольшой локальной скоростью движения влияние других сил пренебрежимо мало.

Основная система уравнений, использованная при расчетах, представляет собой стационарные уравнения сохранения массы и количества движения для каждого флюида.

$$\frac{\partial}{\partial x}(\alpha_i u_i) = \frac{1}{\rho_i} J_i, \quad (1)$$

$$-A_1 \frac{dP}{dx} - \tau_1 S_1 + \tau_{12} S_{12} - \rho_1 A_1 g \cdot \sin \theta = 0, \quad (2)$$

$$-A_2 \frac{dP}{dx} - \tau_2 S_2 - \tau_{12} S_{12} - \rho_2 A_2 g \cdot \sin \theta = 0. \quad (3)$$

Здесь α_i – объемное содержание фаз; J_i – массовый приток фаз, который определяется пластами, A_i – площадь поперечного сечения, занимаемая i -ой фазой; S_i – смачиваемый периметр; S_{12} – смачиваемый периметр между фазами; θ – угол наклона скважины, τ – касательные напряжения. Неизвестными величинами в данных уравнениях являются макро характеристики: среднеобъемные скорости каждого слоя и доля, занимаемая той или иной фазой. Геометрия задачи приведена на рис. 1.

Используя полученную модель проведены серии расчетов для оценки чувствительности методики: вычисление объемного содержания воды (для системы нефть-вода) или нефти (для системы газ-нефть) в потоке при изменении соотношения расходов фаз. При этом общий расход остается постоянным.

Под объемным содержанием воды будем понимать следующую величину:

Параметр	Значение
Плотность	вода – 1 г/см ³ , нефть – 0.85 г/см ³
Вязкость	вода – 1 сП, нефть – 5 сП
Диаметр внутренний	97, 132 мм
Общий расход	30, 50, 100, 150, 200 м ³ /сут
Угол наклона скважины от горизонтали	-1°, -0.5°, -0.1°, 0.1°, 0.5°, 1°

Табл. 1. Параметры расчета для системы нефть-вода.

$$\alpha_w = A_2 / A. \quad (4)$$

Соотношение расходов выразим с помощью обводнения (или доли воды):

$$w_w = Q_w / Q. \quad (5)$$

Для системы нефть-газ введем аналогичные определения. Объемное содержание нефти:

$$\alpha_n = A_1 / A. \quad (6)$$

Доля нефти в суммарном расходе:

$$w_n = Q_n / Q. \quad (7)$$

В этих соотношениях A_2, A – площадь поперечного сечения слоя воды или нефти и потока в целом соответственно, Q_w, Q_n – расход воды и нефти для соответствующих систем, Q – общий расход.

2.1. Движение воды и нефти в стволе горизонтальной скважины

Расчеты были проведены с использованием приведенных в таблице 1 параметров. Для величин плотности и вязкости нефти и воды взяты типичные значения. Чтобы отразить зависимость чувствительности метода от внутреннего диаметра колонны, были использованы два различных значения диаметра. Также в таблице представлены величины расходов и углов наклона, для которых проводились расчеты. На рисунке 2 приведен пример полученной зависимости. Как видно, зависимость является нелинейной. Для дальнейшей оценки погрешности использовано значение градиента $\partial w_w / \partial \alpha_n$, осредненное в диапазоне обводненности от 0.12 до 0.88.

2.2. Движение газа и нефти в стволе горизонтальной скважины

Для этого случая при расчетах использованы параметры, представленные в таблице 2. На рисунке 3 приведена зависимость объемного содержания нефти от доли нефти в потоке для одной из конфигураций параметров. Как и в предыдущем случае, зависимость является нелинейной. Аналогично для оценки погрешности используем градиент доли нефти от объемного содержания нефти $\partial w_n / \partial \alpha_n$, осредненный в диапазоне доли нефти от 0.12 до 0.88.

3. Оценка погрешности определения объемного содержания фаз распределенным датчиком состава с учетом конструкции прибора АГАТ КГ-42

Модуль определения состава потока представляет собой шесть датчиков влагомера, разнесенных по окружности. Каждый датчик позволяет определить примерный со-

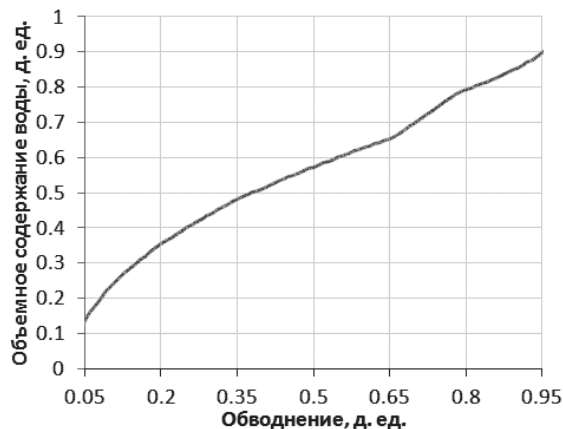


Рис. 2. Зависимость объемного содержания воды от обводнения (97 мм, 50 м³/сут, 0.1°).

Параметр	Значение
Плотность	газ – 0.13 г/см ³ , нефть – 0.85 г/см ³
Вязкость	газ – 0.012 сП, нефть – 5 сП
Диаметр внутренний	97, 132 мм
Общий расход	30, 50, 100, 150, 200 м ³ /сут
Угол наклона скважины от горизонтали	-1°, -0.5°, -0.1°, 0.1°, 0.5°, 1°

Табл. 2. Параметры расчета для системы нефть-газ.

став флюида вокруг него (грубая оценка). Далее для определения высоты линии раздела фаз показания со всех датчиков интерполируются на сечение потока. Зная граничное значение между нефтью и водой, можно рассчитать объемное содержание каждой из фаз. Поскольку реальные замеры имеются только в шести точках, то имеются существенные погрешности при его определении.

На рисунке 4 схематически изображено расположение датчиков состава относительно потока. Величина x_1 показывает максимальную толщину слоя, который может быть не зарегистрирован ни одним датчиком. В этом случае все шесть влагомеров будут находиться в одной среде. Величина x_2 характеризует максимальную при данном расположении датчиков абсолютную погрешность определения границы раздела фаз.

Для расчета величин x_1 и x_2 необходимы значения Δh_1 и Δh_2 . Для рассматриваемого модуля распределенного датчика состава они составляют ориентировочно 15 и 35 мм. Далее оценим x_1 и x_2 , чтобы иметь представление о величине абсолютной погрешности определения объемного содержания фаз модулем распределенного влагомера. Также проведем расчеты с Δh_1 и Δh_2 равным 20 и 30 мм, исходя из предположения о том, что для уверенной регистрации флюида влагомером необходимо, чтобы датчик хотя бы на 5 мм был погружен в этот флюид.

Из геометрических расчетов получим следующие соотношения.

Для случая а):

$$x_1 = \frac{D}{2} - \left(\frac{D}{2} - \Delta h_1 \right) \cdot \cos 30^\circ, \tag{8}$$

$$x_2 = \left(\frac{D}{2} - \Delta h_2 \right) \cdot \cos 30^\circ. \tag{9}$$

Для случая б):

$$x_1 = \Delta h_1; \tag{10}$$

$$x_2 = (D - 2 \cdot \Delta h_2) \cdot \sin 30^\circ. \tag{11}$$

	Диаметр, мм	Δh_1 , мм	x_1 , мм	$\Delta \alpha_{x1}$
а)	132	20.0	26.2	0.141
		15.0	21.8	0.108
	97	20.0	23.8	0.191
		15.0	19.5	0.143
б)	132	20.0	20.0	0.095
		15.0	15.0	0.063
	97	20.0	20.0	0.149
		15.0	15.0	0.098

Табл. 3. Результаты расчета величины нерегистрируемого слоя сверху или снизу.

	Диаметр, мм	Δh_2 , мм	x_2 , мм	$\Delta \alpha_{x2}$
а)	132	30.0	31.2	0.289
		35.0	26.8	0.252
	97	30.0	16.0	0.206
		35.0	11.7	0.152
б)	132	30.0	36.0	0.329
		35.0	31.0	0.287
	97	30.0	18.5	0.237
		35.0	13.5	0.175

Табл. 4. Результаты расчета величины объемного содержания.

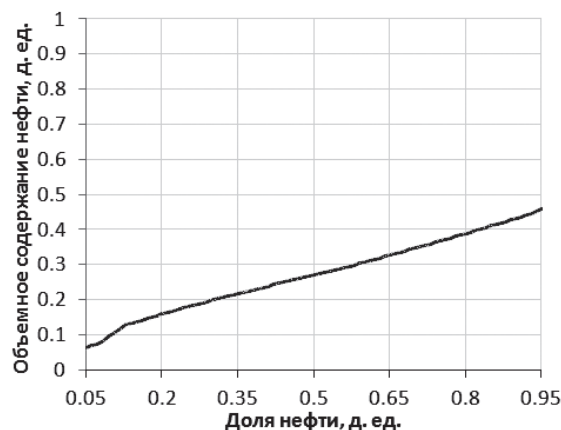


Рис. 3. Зависимость объемного содержания нефти от доли нефти. (97 мм, 50 м³/сут, -0.1°).

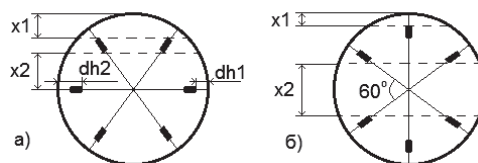


Рис. 4. Пространственное расположение датчиков влагомера в двух возможных позициях.

В таблице 3 представлены результаты расчета величины нерегистрируемого слоя сверху или снизу (а также объемное содержание, которое ему соответствует $\Delta \alpha_{x1}$) для случаев а) и б). В таблице 4 представлены результаты расчета величины объемного содержания, соответствующей толщине x_2 , для случаев а) и б). После осреднения значений по всем рассмотренным случаям, получим величину (объемное содержание) нерегистрируемого слоя равную 0.12 и абсолютную погрешность измерения объемного содержания ± 0.12 . Для дальнейшего анализа воспользуемся величиной абсолютной погрешности измерения объемного содержания воды $\Delta \alpha_e = 0.12$.

4. Оценка погрешности связанная с величиной обводненности, основанной на обработке данных распределенного датчика состава

Далее оценим абсолютную погрешность методики расчета обводненности с помощью следующего соотношения:

$$\Delta w_e = \frac{\partial w_e}{\partial \alpha_e} \Delta \alpha_e, \tag{12}$$

$\partial w_e / \partial \alpha_e$ рассчитывается из зависимостей, полученных теоретическим моделированием (например, рис. 2).

В итоге получим оценки абсолютной погрешности для системы нефть-вода (Табл. 5). Таким образом, для того, чтобы

получить относительную погрешность меньше 40% (относительно обводненности 0.5), необходимо иметь абсолютную погрешность не больше 0.2. Как видно из таблицы, данное условие может выполняться фактически только при углах наклона между -0.1° и 0.1°. Для скважины с внутренним диаметром 97 мм нижний предел по общему расходу – 50 м³/сут, для 132 мм – 100 м³/сут.

Для системы нефть-газ получим оценки абсолютной погрешности, представленные в таблице 6. Относительную погрешность менее 40% можно получить при углах наклона от -0.1° до 0°, расходах более 100 м³/сут для внут-

D, мм	Q, м ³ /сут	Угол наклона скважины от горизонтали					
		-1°	-0.5°	-0.1°	0.1°	0.5°	1°
97	30	0.60	0.46	0.24	0.20	0.43	0.59
	50	0.41	0.31	0.17	0.16	0.31	0.41
	100	0.25	0.19	0.14	0.14	0.17	0.23
	150	0.19	0.15	0.14	0.14	0.14	0.17
	200	0.16	0.14	0.14	0.14	0.14	0.15
132	30	1.10	0.83	0.44	0.36	0.77	1.07
	50	0.76	0.57	0.30	0.26	0.57	0.78
	100	0.46	0.34	0.18	0.16	0.33	0.44
	150	0.34	0.25	0.15	0.14	0.24	0.32
	200	0.27	0.21	0.14	0.14	0.19	0.25

Табл. 5. Абсолютная погрешность для системы нефть-вода.

D, мм	Q, м ³ /сут	Угол наклона скважины от горизонтали					
		-1°	-0.5°	-0.1°	0.1°	0.5°	1°
97	30	1.16	0.86	0.42	1.22	2.30	3.01
	50	0.78	0.59	0.30	0.84	1.59	2.08
	100	0.45	0.34	0.17	0.50	0.95	1.25
	150	0.32	0.24	0.14	0.36	0.70	0.92
	200	0.26	0.20	0.14	0.29	0.56	0.74
132	30	2.10	1.57	0.74	2.21	4.13	5.40
	50	1.46	1.11	0.56	1.53	2.87	3.75
	100	0.83	0.63	0.33	0.92	1.74	2.27
	150	0.60	0.46	0.23	0.68	1.29	1.69
	200	0.48	0.36	0.18	0.54	1.04	1.37

Табл. 6. Абсолютная погрешность для системы нефть-газ.

реннего диаметра 97 мм и более 200 м³/сут для 132 мм.

Выводы

При малых расходах существенную роль в формировании распределения объемного содержания фаз вносит траектория горизонтального ствола скважины (чем расход меньше, тем влияние больше), что существенно затрудняет количественную обработку.

Проделанные расчеты не отражают полностью всю сложную картину многофазного потока в стволе скважины, но дают представление о порядке погрешности, возникающей при количественной оценке фазовых расходов по результатам обработки распределенных датчиков влагомера. Также в статье не проанализированы возможности механического расходомера, который на данный момент является единственным инструментом для количественного измерения скорости потока.

По результатам оценок, сделанных в данной работе, с учетом приведенных допущений, выделены следующие границы, ниже которых количественная обработка в принципе невозможна. Для системы нефть-вода: расход более 50-100 м³/сут в зависимости от внутреннего диаметра скважины при диапазоне углов от горизонтали от -0.1° до 0.1°. При больших расходах диапазон возможных углов расширяется. Обводнения менее 0.12 и более 0.88 не регистрируются вследствие пространственного расположения датчиков состава. Для системы нефть-газ: расходы не менее 100-200 м³/сут (в зависимости от диаметра) при нисходящих потоках с углом наклона от горизонтали от -0.1° до 0°. Нефте-содержания менее 0.12 и более 0.88 также не отмечаются.

При углах наклона выше 30 градусов на восходящих участках необходимо использовать методы определения плотности (гамма-плотномер, манометрия в стационарном режиме работы скважины).

Литература

Barnea D., Taitel Y. Kelvin-Helmholtz stability Criteria for stratified flow: viscous versus non-viscous (inviscid) approaches. *Int. J. Multiphase Flow*. 1993. V. 19, No.4. P.639-649.

Barnea D., Taitel Y. Structural and interfacial stability of multiple solutions for stratified flow. *Int. J. Multiphase Flow*. 1992. V. 18, No.6. P.821-830.

Brauner N., Moalem Maron D. Two-phase liquid-liquid stratified flow. *Physico Thermal Hydrodynamics*. 1989. V. 11, No.4. P.487-506.

Nadler M., Mewes D. Flow induced emulsification in the flow of two immiscible liquids in horizontal pipes. *Int. J. Multiphase Flow*. 1997. V. 23, No.1. P.55-68.

Russel T. W. F., Charles M. E. The effect of the less viscous liquid in the laminar flow of two immiscible liquids. *Can. J. Chem. Eng.* 1959. V.37. P.18-24.

Wang C.C. Co-current stratified flow of immiscible liquids: velocity distributions and pressure gradients in laminar-laminar and laminar-turbulent regimes. *Can. J. Chem. Eng.* 1981. V.59. 668 p.

Физические величины: Справочник. Под ред. Григорьева И.С., Мейлихова Е.З. М.: Энергоатомиздат, 1991.

R.A. Valiullin, R.F. Sharafutdinov, R.T. Khabirov, K.R. Ahmetov, U.G. Misnikov, I.R. Bakiev, S.G. Kudryashova. **The Quantitative Measurement of Inflowing Stream Composition with the Use of Distributed Moisture Meters**

The paper deals with the problems associated with determining the composition of fluid in the horizontal wellbore according to measurements data made by distributed moisture meters in apparatus Agate kg-42. It is shown that the quantitative measurement for oil-water system is possible only in the areas of flow rate not less than 50-100 m³/day at an inclination from the horizontal from -0.1° to 0.1°. Thereat water volume ratio less than 0.12 and more than 0.88 is not registered. For oil-gas system quantitative assessment is possible only in the areas of flow rate not less than 100-200 m³/day at the down flow and inclination from the horizontal from 0° to -0.1°. At higher flow rate range grows for angles for which quantitative processing is possible. At inclination higher than 30 degree on upward areas it is necessary to use density determination methods (gamma densitometer, manometry in stationary operating condition of the well).

Keywords: two-phase flow, lamellar flow state, phase flow rate.

Валиуллин Р.А.

д.т.н., профессор, зав.кафедрой геофизики

Шарафутдинов Р.Ф.

д.ф.-м.н., профессор кафедры геофизики

Хабиров Т.Р.

аспирант кафедры геофизики

450076, г.Уфа, ул.Заки Валиди, 32, Башгосуниверситет

Ахметов К.Р.

начальник отдела геофизических работ

Мызников Ю.Г.

заместитель управляющего по геологии

Бакиев И.Р.

геофизик 2 кат. геологического отдела

Кудряшова С.Г.

начальник Контрольно-интерпретационной партии №3

ОАО «Сургутнефтегаз», г.Сургут, ул. Андреевский заезд, 9