

УДК 622.276.32

МРНТИ 52.47.19

<https://doi.org/10.54859/kjogi91152>

АПРОБАЦИЯ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА РАЗЛИЧИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ И ВЫТЭСНЯЮЩЕГО АГЕНТА

А.Б. Жайканов, С.К. Жубаниязов, М.С. Сагындиқов

Филиал «КазНИПИМунайгаз» ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Актау, Казахстан

В статье приведены результаты апробации методов определения коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента (μ_0), предложенного В.Д. Лысенко на примере месторождения Каламкас. Определение данного параметра необходимо для проектирования и совершенствования разработки по прямым нефтепромысловым данным. Коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента (μ_0) был определен по нескольким методам, которые показали высокую сходимость, тем самым подтвердив теоретическую обоснованность на практике. Представленные методики впервые успешно применены на примере месторождения Каламкас.

Ключевые слова: коэффициент различия физических свойств нефти и воды, жидкостно-нефтяной фактор, коэффициент конечной подвижности.

Введение

Традиционно нефтяное месторождение проходит определенные этапы жизни, которые включают поиск и разведку, предварительную оценку запасов и в последующем проектирование разработки. На основе проектного документа, в котором обосновывается рациональная система разработки, режим работы залежи, технология воздействия, принцип выделения эксплуатационных объектов, очередность их ввода, темпы бурения и освоения, месторождение осваивается и вводится в промышленную разработку. Как показано в работе [1], системный анализ процесса разработки нефтяных месторождений позволил определить режим работы залежи, оценить эффективность воздействия на пласт и структуру текущего коэффициента извлечения нефти.

Актуальной задачей также является определение дополнительных параметров, объективно характеризующих эффективность разработки. Одним из таких параметров является коэффициент различия физических свойств (μ_0), предложенный В.Д. Лысенко [2–5]. Однако данный теоретически обоснованный параметр не

нашел своего практического применения, поэтому нами проведен комплекс аналитических, лабораторных, промыслово-исследовательских работ по апробированию и определению данного параметра на примере скв. 60 горизонта Ю-1С месторождения Каламкас.

Литературный обзор

В работе [2] приводятся несколько способов определения μ_0 , которые рассчитываются аналитическими, прямыми и косвенными методами.

Первый способ определения μ_0 – по фактическому обводнению добывающих скважин (1):

$$\mu_0 = \frac{A_2}{1 - A_2} \times \frac{1 - A}{A} \quad (1)$$

где $(1 - A)$ – расчетная доля нефти в дебите жидкости (при предположении $\mu_0 = 1$), $(1 - A_2)$ – весовая доля нефти в дебите жидкости.

Коэффициент μ_0 является динамическим параметром, зависит от коэффициента заводнения K_3 и теоретически имеет вид, показанный на рис. 1.

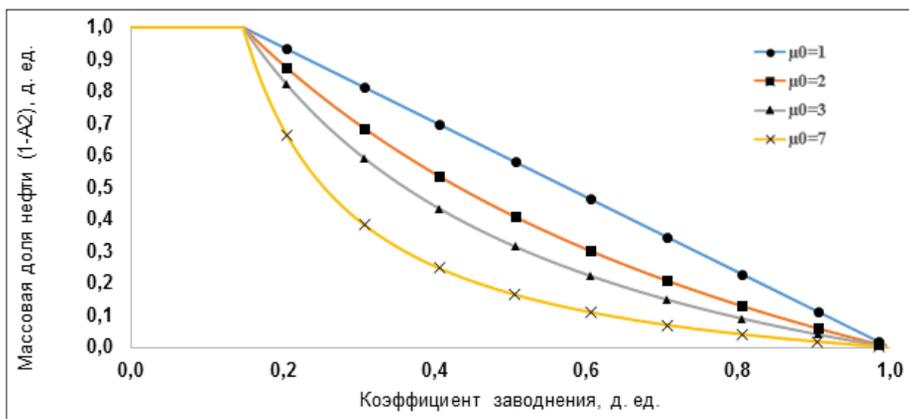


Рисунок 1. Зависимость весовой доли нефти в дебите жидкости от коэффициента заводнения Kз

Как указывается в работе [2], зависимость, указанную выше, можно наблюдать при соблюдении двух условий:

- безаварийная работа скважины в водный период её эксплуатации и фиксированное значение депрессии на пласт;
- неизменная система разработки залежи, которая исключает переход от одного метода повышения нефтеотдачи к другому.

Соблюдение условий такого характера в процессе разработки объектов затруднительно и, вероятнее всего, не имеет экономической целесообразности. В связи с возникновением ряда проблем и для применения данного метода определения μ_0 необходимо рассчитать подвижные запасы согласно методике, описанной в работе [6]. Подвижные запасы оцениваются по характеристикам вытеснения нефти водой, что подробно изложено в работе [6], и базируются на теории Баклея-Левретта – зависимости жидкостно-нефтяного фактора (Rж) от суммарного отбора жидкости (Qж), которая описывается формулой (2):

$$R_{ж} = \frac{Q_{ж}}{Q_{н}} = a + bQ_{ж} \quad (2)$$

где a и b – постоянные коэффициенты линейной функции, определяемые как угловой коэффициент и отрезок на оси ординат соответственно, Qж, Qн – накопленный отбор жидкости и нефти соответственно.

Второй метод определения μ_0 возможен при известных значениях коэффициентов продуктивности скважины в начальный безводный период и после её обводнения и описывается формулой (3):

$$\mu_0 = \frac{\eta_{F2} - \eta}{\eta_0 - \eta} \quad (3)$$

где η_0 , η и η_{F2} – коэффициенты продуктивности добывающей скважины по нефти и жидкости после начала обводнения скважины и коэффициент продуктивности по нефти в начальный безводный период при забойном давлении выше давления насыщения $P_c > P_{нас}$ соответственно.

Когда коэффициент продуктивности скважины снижается при условии снижения её забойного давления ниже давления насыщения, то определение μ_0 описывается формулой (4):

$$\mu_0 = \frac{\eta_{F2} - \eta}{\eta' - \eta} = \frac{\eta_{F2} - \eta}{\eta_0 \times \frac{\eta'}{\eta_0} - \eta} = \frac{\eta_{F2} - \eta}{\eta_0 \times e^{-\alpha(P_{нас} - P_c)} - \eta} \quad (4)$$

$$\alpha = \frac{1}{P_{нас} - P_c} \times \ln \frac{\eta_0}{\eta} \quad (5)$$

где $P_{нас}$ – давление насыщения, P_c – забойное давление ниже давления насыщения, α – показатель снижения коэффициента продуктивности по нефти.

Третий метод определения μ_0 – по текущим весовым дебитам жидкости и нефти и начальному весовому дебиту нефти – описывается формулой (6):

$$\mu_0 = \frac{q_{F2} - q}{q_0 - q} \quad (6)$$

где q_{F2} – текущий весовой дебит по жидкости, q – текущий весовой дебит по нефти, q_0 – начальный весовой дебит по нефти.

И одним из последних способов, указанных в этой статье, является определение μ_0 через коэффициент вытеснения и свойств нефти и вытесняющего агента, который описывается формулой (7):

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \times \left(1 + \frac{\mu_n}{\mu_a} \times K_B^{1,5} \right) \times \frac{\gamma_a}{\gamma_n} \times b \quad (7)$$

где μ_n , γ_n и b – вязкость нефти в пластовых условиях, плотность нефти в поверхностных условиях и объёмный коэффициент нефти соответственно, μ_a , γ_a – вязкость и плотность в пластовых условиях вытесняющего агента, K_B – коэффициент вытеснения нефти агентом в добывающую скважину в процессе её обводнения.

В работе [7] упоминается коэффициент конечной подвижности M («End mobility ratio») в качестве определяющего параметра при анализе эффективности водонапорного режима. Данный параметр определяется следующим отношением (8):

$$M = \frac{\mu_n \times k_w}{\mu_a \times k_o} \quad (8)$$

где μ_n , k_o – вязкость нефти в пластовых условиях и проницаемость по нефти соответственно, μ_a , k_w – вязкость воды в пластовых условиях и проницаемость по воде соответственно.

При сравнении двух параметров μ_0 и M наблюдается схожесть, т.к. практически

оба параметра определяются на одних и тех же свойствах. Отсюда можно сделать вывод, что В.Д. Лысенко в работе [2] не полностью раскрыл определение μ_0 как коэффициент конечной подвижности.

Объект исследования

Рассматриваемым объектом исследования является скв. 60 горизонта Ю-1С месторождения Каламкас.

Газонефтяное месторождение Каламкас открыто в 1976 г. и внедрено в промышленную разработку 1979 г.

Горизонт Ю-1С является одним из эксплуатационных объектов. В основном, пласты представлены терригенными породами, где средняя проницаемость составляет 420 мД.

Скв. 60 эксплуатируется винтовым насосом на горизонте Ю-1С с 1977 г. На текущий момент накопленная добыча нефти составляет 114 тыс. т, обводненность – 97%.

Результаты и обсуждения

В ходе расчета μ_0 по фактическому обводнению скв. 60 был построен график зависимости весовой доли нефти в дебите жидкости от μ_0 (рис. 2). При построении графика был рассчитан жидкостно-нефтяной фактор для определения подвижных запасов нефти.

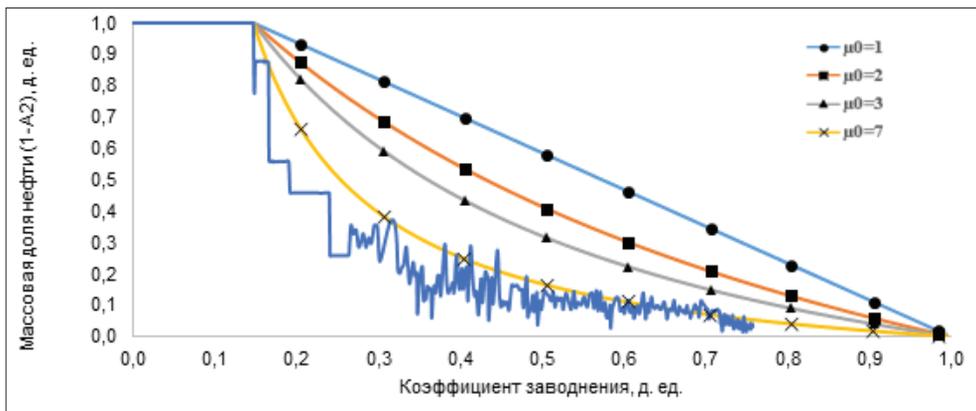


Рисунок 2. Зависимость весовой доли нефти в дебите жидкости от коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента (μ_0) по скв. 60

Как видно из графика, поведение кривой μ_0 по скв. 60 имеет высокую схожимость при $\mu_0 = 7$. Ранее μ_0 можно рассчитать по текущим весовым дебитам

жидкости и нефти и начальному весовому дебиту нефти:

$$\mu_0 = \frac{q_{F2} - q}{q_0 - q} = \frac{77,5 \text{ Т/сут} - 12,5 \text{ Т/сут}}{12,5 \text{ Т/сут} - 2,3 \text{ Т/сут}} = 7,4$$

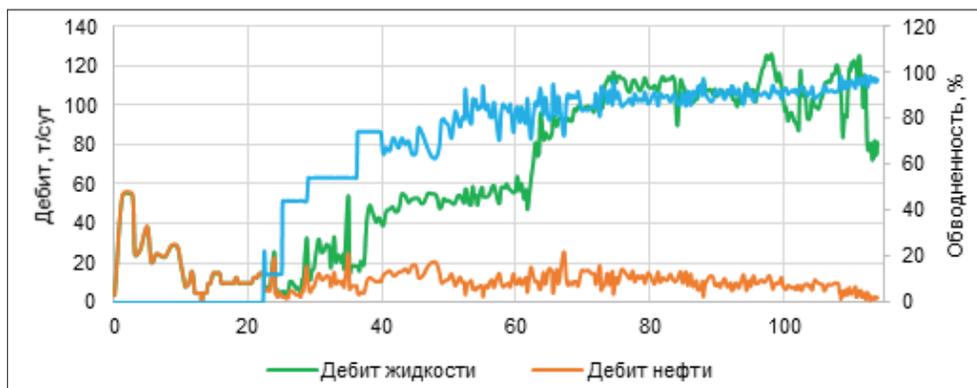


Рисунок 3. Зависимость текущего дебита нефти и жидкости от накопленного отбора нефти по скв. 60

При определении μ_0 через коэффициент вытеснения ($K_{в}$) и свойств нефти и вытесняющего агента были использованы данные, полученные при исследовании относительных фазовых проницаемостей (далее – ОФП) на скв. 6125. Причинами выбора данных скв. 6125 являются полученные образцы керна на том же горизонте, на котором эксплуатируется исследуемая скв. 60. При определении коэффициента вытеснения нефти водой на

скв. 6125 была использована модель пластовой нефти, где вязкость $\mu_{мн} = 23$ мПа·с. После расчета относительных фазовых проницаемостей были получены значения остаточной нефтенасыщенности ($\beta_{он} = 0,361$), остаточной водонасыщенности ($\beta_{ов} = 0,165$) и значение коэффициента вытеснения $K_{в} = 0,5677$.

$$K_{в} = 1 - \frac{\beta_{он}}{1 - \beta_{ов}} = 1 - \frac{0,361}{1 - 0,165} = 0,5677$$

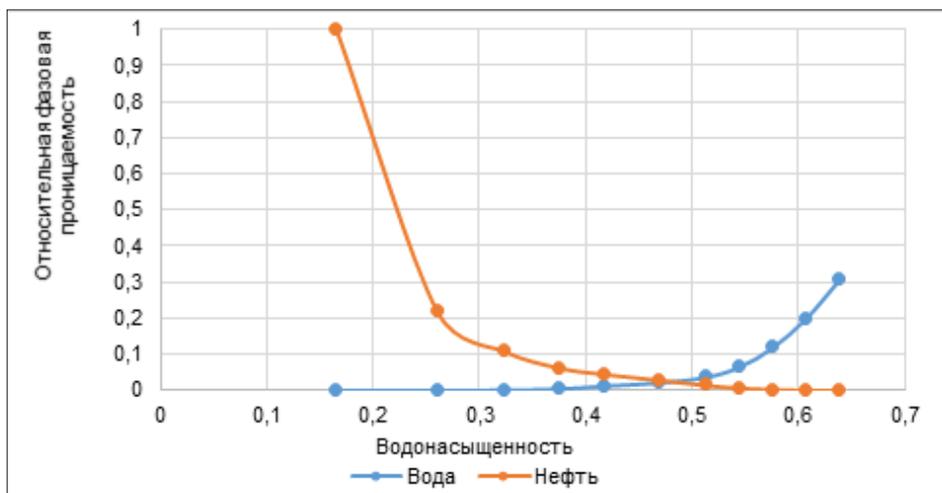


Рисунок 4. График относительной фазовой проницаемости на образце №50 скв. 6125

После расчета $K_{в}$ и при известных свойствах нефти и жидкости был рассчитан μ_0 по формуле (7), значение которого равно 7,08, где $\mu_n = 23$ мПа·с, $\mu_a = 1$ мПа·с, $K_{в} = 0,5677$, $\gamma_a = 1,08$ г/см³, $\gamma_n = 0,8717$ г/см³ и $b = 1,057$.

В ходе лабораторного исследования ОФП был рассчитан коэффициент подвиж-

ности M по формуле (8), при расчете данного коэффициента также получено значение, равное 7,08.

Определение μ_0 через коэффициенты продуктивности скважины

Для расчета необходимо определить коэффициент продуктивности жидкости и

нефти после обводнения и безводный период, а также давление насыщения.

При опробовании горизонта Ю-1С скв. №60 было определено значение коэффициента продуктивности нефти безводного периода, равное 1,38 т/сут/атм.

Для определения коэффициента продуктивности жидкости и нефти после обводнения были проведены гидродинамические исследования скважин (далее – ГДИС) методом кривой восстановления уровня. Также перед закрытием скважины на исследование были замерены динамические уровни, затрубные давления, деби-

ты жидкости и отобраны устьевые пробы для определения режима работы скважины. Регистрация показателей произведена прибором «СУДОС-автомат». Согласно предоставленным данным, количество замеренных точек составило 248. Путем пересчета уровня жидкости в давление построен график кривой восстановления давления (рис. 5). Время закрытия скважины составило 99,6 ч. Далее в программу Saphir были введены необходимые исходные параметры для интерпретации кривой восстановления давления (далее – КВД) (табл. 1).

Таблица 1. Исходные параметры скв. 60

Параметр	Значение
Радиус скважины, мм	108
Эффективная толщина, м	3,8
Пористость, д. ед.	0,29
Объемный коэффициент нефти	1,057
Вязкость нефти, сПз (мПа·с)	23
Общая сжимаемость системы, атм ⁻¹	1.10e ⁻⁴
Дебит жидкости, м ³ /сут	75
Обводненность (по лабораторным исследованиям), %	92

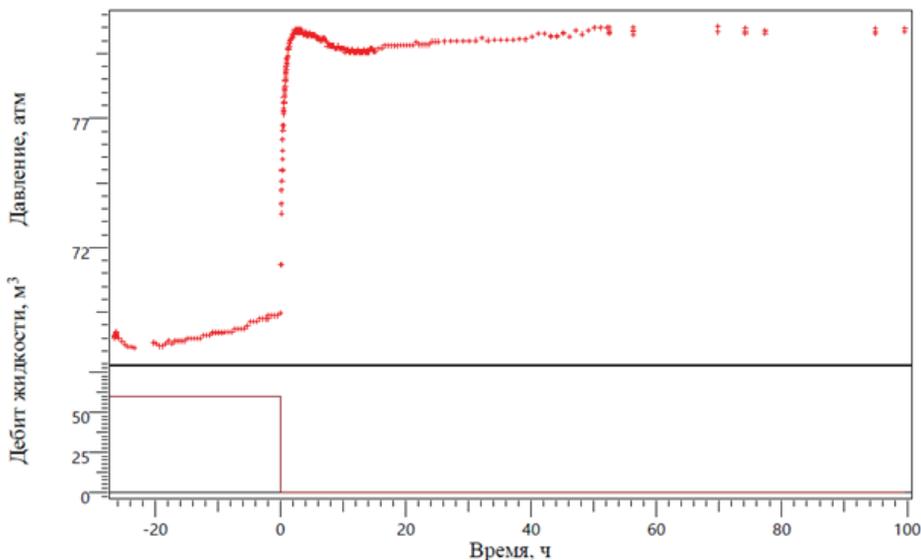


Рисунок 5. Изменение забойного давления во времени (КВД)

В процессе дальнейшей интерпретации были построены билогарифмический график (log-log plot) изменения давления во времени с его производной от времени

(рис. 6) и полулогарифмический график (рис. 7).

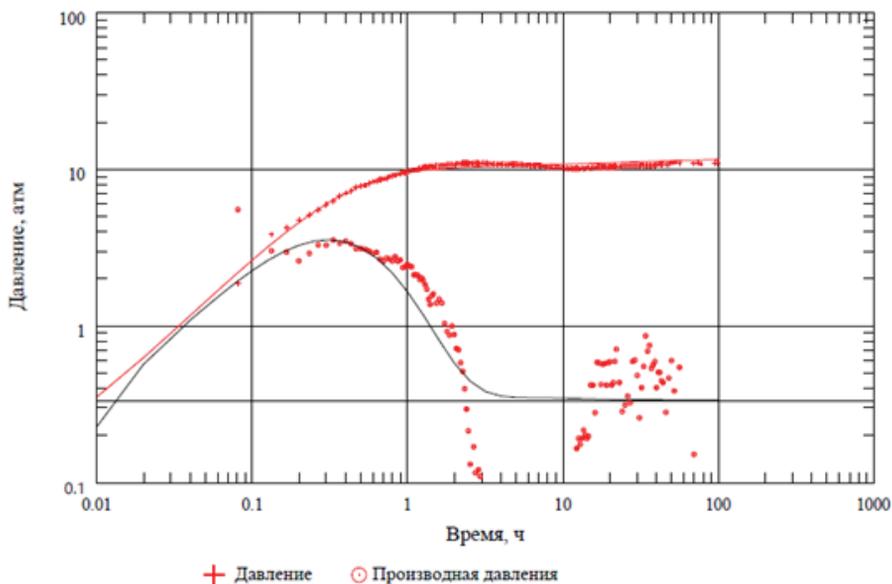


Рисунок 6. График изменения давления во времени в логарифмических координатах ($\log dP - \log dt$) и производная давления

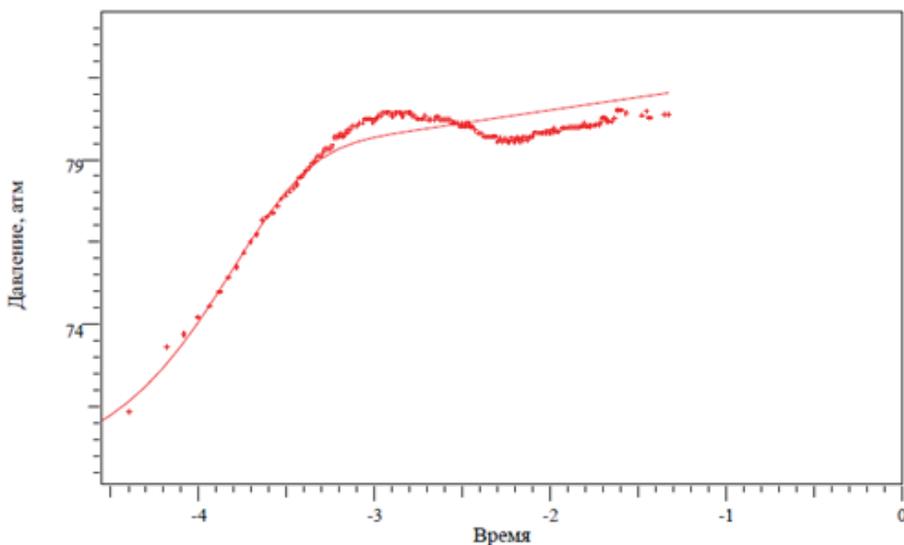


Рисунок 7. График изменения давления во времени в полулогарифмических координатах

Путём подбора и уточнения модели ствола скважины, скважины, пласта и границы удалось получить фильтрационные и энергетические параметры пласта (табл. 2).

Таблица 2. Результаты исследования скважины

Параметры модели пласта	Подобранные параметры модели пласта
Модель ствола скважины	Изм. ВСС (по Fair)
Модель скважины	Вертикальная
Модель пласта	Однородный
Модель границы	Бесконечный

Параметры модели пласта	Подобранные параметры модели пласта
Забойное давление на ВДП, атм	65
Пластовое давление на ВДП, атм	83
Проводимость, мД*м	2250
Проницаемость, мД	593

ВДП – верхние дыры перфорации;

ВСС – влияние ствола скважины

По полученным данным интерпретации ГДИС можно определить коэффициенты продуктивности жидкости и нефти после обводнения, которые равны 4,13 и 0,3 т/сут/атм соответственно. Исходя из рассчитанных выше параметров, значение μ_0 через коэффициенты продуктивности скважины при условии $P_c < P_{нас}$ составил 7,12.

Таким образом, все значения μ_0 по скв. 60, вычисленные разными методами, практически находятся на одном уровне, что указывает на взаимозаменяемость рассмотренных методов. В условиях ограниченности достоверных промысловых данных эта взаимозаменяемость является преимуществом данного метода.

Заключение

Рассмотрены различные методы определения μ_0 :

– аналитические, где μ_0 является

динамическим параметром и зависит от коэффициента заводнения (K_3), а также определение μ_0 по текущим весовым дебитам жидкости и нефти и начальному весовому дебиту нефти;

– промыслово-исследовательские, где определение μ_0 возможно при известных значениях коэффициентов продуктивности скважины в начальный безводный период и после ее обводнения;

– лабораторные, где μ_0 определяется через коэффициент вытеснения и свойства нефти и вытесняющего агента.

Полученные результаты имеют высокую сходимость и подтверждают теоретическую обоснованность. Также из выше представленных методов и полученных результатов можно сделать вывод, что коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента – это и есть коэффициент конечной подвижности.

Список использованной литературы

1. Посевич А.Г., Саенко О.Б. Прапорщиков В.И. Системный подход к проектированию и анализу разработки нефтяных месторождений. – Science and world, 2016, vol. 1, № 9 (37), с. 48–50. // Posevich A.G., Saenko O.B. Praporshnikov V.I. Sistemnyj podhod k proektirovaniyu i analizu razrabotki nefjtjanyh mestorozhdenij [A systematic approach to the design and analysis of oil field development]. – Science and world, 2016, vol. 1, № 9 (37), pp. 48–50.
2. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М., Недра-Бизнес-центр, 2005, 607 с. // Lysenko V.D., Grajfer V.I. Racional'naja razrabotka nefjtjanyh mestorozhdenij [Improved oil field development]. – Moscow, Nedra-Biznes-centr, 2005, 607 p.
3. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. – М., Недра, 1996. 367 с. // Lysenko V.D. Razrabotka nefjtjanyh mestorozhdenij [Development of oil fields]. Teorija i praktika [Theory and practice]. – Moscow, Nedra, 1996. 367 p.
4. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М., Недра-Бизнес-центр, 2000. 516 с. // Lysenko V.D. Innovacionnaja razrabotka nefjtjanyh mestorozhdenij [Innovative development of oil fields]. – Moscow, Nedra-Biznes-centr, 2000. 516 p.
5. Лысенко В.Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений. – М., Недра, 1991. 296 с. // Lysenko V.D. Optimizacija razrabotki nefjtjanyh mestorozhdenij [Optimization of oil field development]. – Moscow, Nedra, 1991. 296 p.
6. Посевич А.Г., Саенко О.Б. Характеристика основных периодов разработки нефтесобирающих скважин. – Нефтепромышленное дело, 2020, № 3(615), с. 13–20. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-3(615)-13-20. // Posevich A.G., Saenko O.B. Harakteristika

osnovnyh periodov razrabotki neftedobyvayushhih skvazhin [Characteristics of the main time of oil well development]. – Neftepromyslovoe delo [Oilfield engineering], 2020, № 3(615), pp. 13–20. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-3(615)-13-20.

7. Дайк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. – М., Изд-во «ИКИ», 2008, 668 с. // Dajk L.P. Prakticheskij inzhiniring rezervuarov [Practice of reservoir engineering]. – Moscow, Publ. «IKI», 2008, 668 p.

МҰНАЙ МЕН ЫҒЫСТЫРУШЫ АГЕНТТІҢ ФИЗИКАЛЫҚ ҚАСИЕТТЕРІНІҢ АЙЫРЫМ КОЭФФИЦИЕНТІН АНЫҚТАУ ӘДІСТЕРІН АПРОБАЦИЯЛАУ

А.Б. Жайқанов, С.Қ. Жұбаниязов, М.С. Сағындықов

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС-нің «ҚазМұнайГазГЗЖИ» филиалы, Ақтау қ-сы, Қазақстан

Мақалада Қаламқас кен орнының В.Д. Лысенко ұсынған мұнай мен ығыстырушы агенттің физикалық қасиеттерінің айырым коэффициентін (μ_o) анықтау әдістерін сынау нәтижелері келтірілген. Бұл параметрді анықтау тікелей мұнай кәсіпшілігі деректері бойынша игеруді жобалау және жетілдіру үшін қажет. Мұнай мен ығыстырушы агенттің физикалық қасиеттерінің айырым коэффициенті (μ_o) жоғары конвергенцияны көрсеткен бірнеше әдістермен анықталды, осылайша практикада теориялық негізділікті растады. Ұсынылған әдістер алғаш рет Қаламқас кен орнында сәтті қолданылды.

Негізгі сөздер: мұнай мен судың физикалық қасиеттерінің айырым коэффициенті, сұйық-мұнай факторы, соңғы қозғалғыштық коэффициенті.

APPROBATION OF METHODS FOR DETERMINING THE COEFFICIENT OF THE DIFFERENCE IN THE PHYSICAL PROPERTIES OF OIL AND AND DISPLACING AGENT

A.B. Zhaikanov, S.K. Zhubaniyazov, M.S. Sagyndikov

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaygas, Aktau, Kazakhstan

The article presents the results of approbation of the methods of determining the coefficient of difference of physical properties of oil and displacing agent (μ_o), proposed by Lysenko V.D. on the example of the Kalamkas field. Determination of this parameter is necessary for designing and improving the development based on direct oilfield data. The coefficient of difference between the physical properties of oil and the displacing agent (μ_o) was determined by several methods, which showed high convergence, thereby confirming the theoretical validity in practice. The presented methods were successfully applied for the first time on the example of the Kalamkas field.

Keywords: coefficient of difference of physical properties of oil and water, fluid-oil factor, final mobility coefficient.

Информация об авторах

***Жайқанов Алибек Бериккалиевич** – первый заместитель директора филиала по геологии и разработке, zhaikanov_a@kaznipi.kz.

Жубаниязов Саламат Косаевич – ведущий инженер службы разработки месторождений АО «Мангистаумунайгаз», zhubaniyazov_s@kaznipi.kz.

Сағындыков Марат Серикович – руководитель службы повышения нефтеотдачи пластов, sagyndikov_m@kaznipi.kz.

Филиал ТОО «ҚМГ Инжиниринг» «ҚазНИПИМунайгаз», г. Ақтау, Казахстан

**Автор, ответственный за переписку*