

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.1-15>

EDN UMABYE

УДК 532.546.7

**Определение относительных фазовых проницаемостей
и кривых капиллярного давления методом
центрифугирования в термобарических условиях**

Саломатин Е.Н., Филипп А.С., Шульга Р.С.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Determination of relative permeability and capillary
pressure by centrifuge experiments**

E.N. Salomatin, A.S. Filipp, R.S. Shulga

LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

E-mail: ensalomatin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье представлены результаты экспериментального определения относительных фазовых проницаемостей ОФП по нефти и газу и кривых капиллярного давления ККД методом центрифугирования на шести образцах мелкозернистого песчаника. Эксперимент был выполнен при дренаже в термобарических условиях. Образцы центрифугировались при шести разных частотах вращения ротора до стабилизации выхода нефти. Значения насыщенных в конечных точках эксперимента определены независимым методом, проницаемости при максимальной ($K_{нн}$) нефтенасыщенности измерены в фильтрационной установке до центрифугирования, при минимальной нефтенасыщенности ($K_{но}$) – с помощью газового пермеаметра. Расчёт ОФП и ККД при дренаже проводился методом численного моделирования и оптимизации в программе CYDAR.

Ключевые слова: *относительная фазовая проницаемость, капиллярное давление, центрифугирование, дренаж, термобарические условия*

Для цитирования: Саломатин Е.Н., Филипп А.С., Шульга Р.С. Определение относительных фазовых проницаемостей и кривых капиллярного давления методом центрифугирования в термобарических условиях // Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.1-15. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.1-15>. - EDN UMABYE

Abstract. The paper presents the results of experimental study for determination of relative oil and gas permeabilities and capillary pressures by centrifuge experiments on six samples of fine-grained sandstone. The experiment included oil displacement by water in temperature and pressure conditions simulating those in situ. Centrifugation was conducted at six different rotor speeds until stable oil production was achieved. Endpoint saturations were obtained in a separate procedure. Permeabilities at initial and residual oil saturation were determined in core flood apparatus and gas permeameter, respectively. Relative permeability and capillary pressure during water displacement were estimated in CYDAR software.

Key words: *relative permeability, capillary pressure, centrifugation, drainage, pressure and temperature conditions*

For citation: E.N. Salomatin, A.S. Filipp, R.S. Shulga *Opredeleeniye odnositel'nykh fazovykh pronitsayemostey i krivyykh kapillyarnogo davleniya metodom tsen-trifugirovaniya v termobaricheskikh usloviyakh* [Determination of relative permeability and capillary pressure by centrifuge experiments]. *Neftyanaya Provintsiya*, No. 1(33), 2023. pp. 1-15. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.1-15>. EDN UMABYE (in Russian)

Введение

Для лабораторного определения относительных фазовых проницаемостей горных пород наиболее широко используются два экспериментальных метода: метод стационарной двухфазной фильтрации и метод нестационарного вытеснения. В дополнение к ним в зарубежных лабораториях часто применяется метод центрифугирования, отличающийся простотой выполнения и достаточной точностью. Обработка результатов центрифугирования может проводиться либо с использованием аналитического метода Хагурта [1] без учёта капиллярных сил, либо методом численного моделирования и оптимизации с включением капиллярного давления.

В работе [2] сообщалось об экспериментальном определении ОФП по нефти при пропитке с помощью петрофизической центрифуги на образцах слабосцементированного песчаника и расчёте по методу Хагурта.

В данной статье описано исследование ОФП и ККД методом центрифугирования при дренаже в системе нефть-газ на образцах мелкозернистого песчаника.

Теоретическая часть

Использование петрофизической центрифуги для определения относительных фазовых проницаемостей начало приобретать массовый характер после появления в 1980 году в статье Дж. Хагурта (J. Nagoort) [1], в которой были рассмотрены уравнения гравитационного дренажа при вытеснении нефти газом в классическом и приближённом описании и было показано, что поле центробежных сил при центрифугировании может быть использовано как идеальный аналог гравитационного поля.

На основе приближённого описания были выведены уравнения для расчёта ОФП по результатам центрифугирования с постоянной, заранее выбранной, частотой. При выводе уравнений использовались несколько допущений: влияние капиллярного давления незначительно, подвижность вытесняющего флюида намного больше подвижности вытесняемого флюида, центробежное ускорение постоянно вдоль образца. Данный метод позволяет получить относительную проницаемость только для вытеснённой фазы.

Как правило, при проведении реального эксперимента на центрифуге перечисленные выше допущения полностью не выполняются. Влияние капиллярного давления проявляется в концевом капиллярном эффекте и ограничивает снизу частоту центрифугирования. Тем не менее, метод Хагурта широко применяется благодаря простоте выполнения эксперимента и расчёта.

С началом применения для обработки результатов центрифугирования численных методов и с появлением специализированных программ, таких как Sendra, CYDAR, начал использоваться также метод численного моделирования и оптимизации [3, 4, 5, 6, 7, 8]. С его помощью можно обрабатывать результаты как односкоростного, так и многоскоростного центрифугирования с учётом капиллярного давления.

В данной статье описано проведение многоскоростного эксперимен-

та на петрофизической центрифуге при дренаже в системе нефть-газ (воздух) в термобарических условиях и обработки результатов в программе CYDAR с расчётом ККД и ОФП по нефти и газу.

По данным многоскоростного центрифугирования с начала рассчитывается кривая капиллярного давления, используя стабилизированные значения насыщенности образца в конце каждого этапа. Для этого экспериментальная зависимость насыщенности от времени аппроксимируется многошаговой би-экспоненциальной функцией. Асимптотические значения этой функции используются для расчёта ККД как лучшая оценка экспериментальных значений насыщенности на стабилизированном участке каждого этапа центрифугирования. Затем экспериментальная ККД аппроксимируется подходящей функцией с не большим числом параметров. Также задаются в виде аналитических функций начальные ОФП по нефти и газу.

Полученные таким образом ККД и ОФП используются для моделирования процесса центрифугирования, по результатам которого рассчитывается модельная зависимость насыщенности от времени $S_w = f(t)$. Далее в модуле оптимизации эта модельная зависимость сравнивается с экспериментальной и по результатам сравнения меняются значения параметров в функциях ККД и ОФП.

В итоге, после многократного моделирования и сравнения, подбираются оптимальные значения параметров для ККД и ОФП, при которых отклонения модельной зависимости $S_w = f(t)$ от экспериментальной минимальны. Процесс оптимизации резко усложняется при увеличении количества подбираемых параметров, поэтому основные требования к модельным функциям для ККД и ОФП:

- хорошо описывать максимально широкий набор видов экспериментальных кривых ККД (ОФП);
- параметры должны иметь физический смысл;

– предпочтительны функции с минимальным числом параметров.

В данной работе для аппроксимации ККД в SYDAR была использована функция $\text{Log}(X^{\wedge}\text{Beta})$, а для ОФП – степенная функция Corey:

$$K_{ro} = K_{ro\max} \cdot S_o^{*n_o}; \quad K_{rg} = K_{rg\max} \cdot (1-S_o^*)^{n_g}; \quad S_o^* = (S_o - S_{o\min}) / (S_{o\max} - S_{o\min}), \quad (1)$$

где K_{rg} , K_{ro} – относительные фазовые проницаемости по нефти и газу; $K_{ro\max}$ – относительная фазовая проницаемость по нефти при начальной нефтенасыщенности; $K_{rg\max}$ – относительная фазовая проницаемость по газу при остаточной нефтенасыщенности; S_o^* – нормированная нефтенасыщенность; S_o – текущая нефтенасыщенность; $S_{o\max}$ – начальная нефтенасыщенность; $S_{o\min}$ – остаточная нефтенасыщенность; n_o , n_g – показатели степени в функции Corey для ОФП нефти и воды, соответственно.

Выбор максимальной частоты центрифугирования осуществляется с учётом соотношения вязких и капиллярных сил, характеризующихся капиллярным числом [9]:

$$N_c = (\Delta\rho K \omega^2 r_m) / \sigma, \quad (2)$$

где $\Delta\rho$ – разность плотностей используемых флюидов, K – проницаемость по вытесняемой жидкости; r_m – расстояние от середины образца до оси центрифуги, σ – межфазное натяжение. В монографии [9] рекомендуется граничное значение 10^{-5} .

Эксперимент

Для проведения эксперимента были использованы 6 образцов песчаника мелкозернистого и средне-мелкозернистого с проницаемостью 105 - 355 мД. После высверливания из полноразмерного керна цилиндрические образцы упаковывались в тефлоновую термоусадочную плёнку с латунными сетками на торцах, очищались от углеводородов в ап-

паратах Сослета и сушились до постоянной массы. Измерялись пористость и проницаемость образцов по газу.

Определение относительной фазовой проницаемости по нефти при дренаже методом центрифугирования в ТБУ было проведено на петрофизической центрифуге RC-4500 компании Vinci Technologies (Франция).

Условия проведения эксперимента представлены в табл. 1.

Таблица 1

Условия проведения эксперимента по ОФП

Параметр	Единица измерения	Численное значение
Эффективное давление $R_{эфп}$	МПа	18,27
Пластовая температура $T_{пл}$	°С	60,0
Модель пластовой воды: раствор NaCl		
- минерализация	г/л	15,6
- плотность при 60°С	г/см ³	0,994
- вязкость при 60°С	мПа*с	0,482
Нефть: изовязкозная модель		
- плотность при 60°С	г/см ³	0,766
- вязкость при 60°С	мПа*с	0,832
Газ: воздух		
- плотность	г/см ³	0,001
- вязкость	мПа*с	0,019

Подготовка и проведение эксперимента включали следующие этапы:

1. Томографирование образцов с целью проверки на наличие скрытых внутренних дефектов: трещин, неоднородностей, нарушений текстуры.
2. Насыщение образцов моделью пластовой воды, создание остаточной водонасыщенности (S_{wi}) при первичном дренаже в системе вода-газ методом полупроницаемой мембраны. Кво было создано на групповом капилляриметре в атмосферных условиях при $P_k = 12, \text{бар}$. После взвешивания образцы помещались в ёмкость с керосином.
3. Донасыщение нефтью в кернодержателе фильтрационной установки во время фильтрации модели нефти в объёме $3V_{пор}$ с противодавлением 7,0 МПа.

4. Восстановление смачиваемости. Образцы выдерживаются в кернодержателях в течение 40 суток при минимальном давлении обжима 20 бар и температуре 60°C. Периодически, 1 раз в неделю, через образцы фильтруется нефть в объёме 1 Vпор.
5. Измерение проницаемости по нефти при начальной нефтенасыщенности K_{nn} при эффективном давлении $R_{эфпл}$, температуре $T_{пл}$ и противодавлении 7,0 МПа.
6. Рассчитывается частота вращения ротора центрифуги $\omega_{др}$ при дренаже, исходя из величины капиллярного числа N_c не более 10^{-5} ;

$$N_c = (K_{оmax} / \sigma_{в-г}) * | \Delta P / L | , \quad (3)$$

где $K_{оmax}$ – проницаемость по нефти при $S_{оmax}$; $\sigma_{в-г}$ – коэффициент поверхностного натяжения в системе вода-газ (воздух); ΔP – перепад давления в образце при центрифугировании (т.е. капиллярное давление на входном торце); L – длина образца. В данном эксперименте была принята максимальная частота вращения ротора центрифуги 1200 об/мин.

Проводится центрифугирование образцов при дренаже (воздух вытесняет нефть) при 6 частотах вращения: от 500 об/мин до максимальной частоты $\omega_{др}$, до стабилизации выхода нефти на каждом режиме.

7. Измерение проницаемости по воздуху при остаточной нефтенасыщенности $S_{оmin}$ при обжиме $R_{эфпл}$ и температуре 23°C на пермеамetre при стационарном потоке газа.
8. После определения проницаемости образцы взвешиваются, определяется объём воды дистилляционным методом в аппаратах Дина-Старка и объём нефти по балансу масс.

Обработку результатов центрифугирования и расчёт ККД и ОФП проводили с использованием ПО CYDAR. Результаты определения остаточных насыщенныхностей и проницаемостей в конечных точках приведены в табл. 2.

Значения капиллярного числа при максимальной частоте вращения составляли для разных образцов от $4,98 \cdot 10^{-6}$ до $1,94 \cdot 10^{-5}$.

Таблица 2

Результаты определения остаточных насыщенных и проницаемостей при фильтрации нефти и газа

№ образца	Кп по воде в ТБУ, %	Кпр _{кл} , мД	Кво, %	Кнн, %	Кпрн при Кво, мД	Кно, %	Кпрг при Кно, мД	ОФП по нефти при Кнн, д.е.
1	25,1	141	36,3	63,7	54,1	16,6	118	0,458
2	25,5	170	41,1	58,9	76,6	13,9	97,4	0,786
3	25,4	360	25,9	74,1	159	18,6	253	0,628
4	25,5	264	30,5	69,5	124	17,5	187	0,659
5	24,4	219	33,3	66,7	98,3	17,3	156	0,632
6	23,9	108	37,6	62,4	40,1	19,4	72,7	0,552

На рис. 1 представлены графики изменения нефтенасыщенности образцов во времени. Кривая, аппроксимирующая экспериментальные точки, сравнивается с линией, полученной в результате моделирования и оптимизации. В образце №1 получено очень хорошее совпадение двух кривых, для остальных образцов наблюдается завышение нефтенасыщенности в результате оптимизации в последних четырёх режимах центрифугирования.

Графики экспериментальных и модельных ККД представлены на рис. 2, 3, шифр кривых означает способ расчёта ККД.

Смещение относительно друг друга ККД, полученных двумя способами, связано с тем, что капиллярное давление и насыщенность в экспериментальных ККД, рассчитанных по методам Forbes + splines и Forbes continuous, соответствуют входному торцу образца, а моделирование и оптимизация проводились в рамках диапазона изменения средней по образцу насыщенности. При этом программа производила масштабирование экспериментальной ККД на диапазон средней насыщенности.

Графики полученных в результате моделирования и оптимизации ОФП показаны на рис. 4, 5. Для всех образцов наблюдается превышение проницаемости по газу Кпрг при $K_f = 1 - K_{но} - K_{во}$ над проницаемостью по

нефти Кпрн при Кво. На рис. 4, 5 ОФП пронормированы на Кпрг при $K_g = 1 - K_{но} - K_{во}$, при этом ОФП по нефти при Кво составляет 0,458-0,786 (Табл. 2).

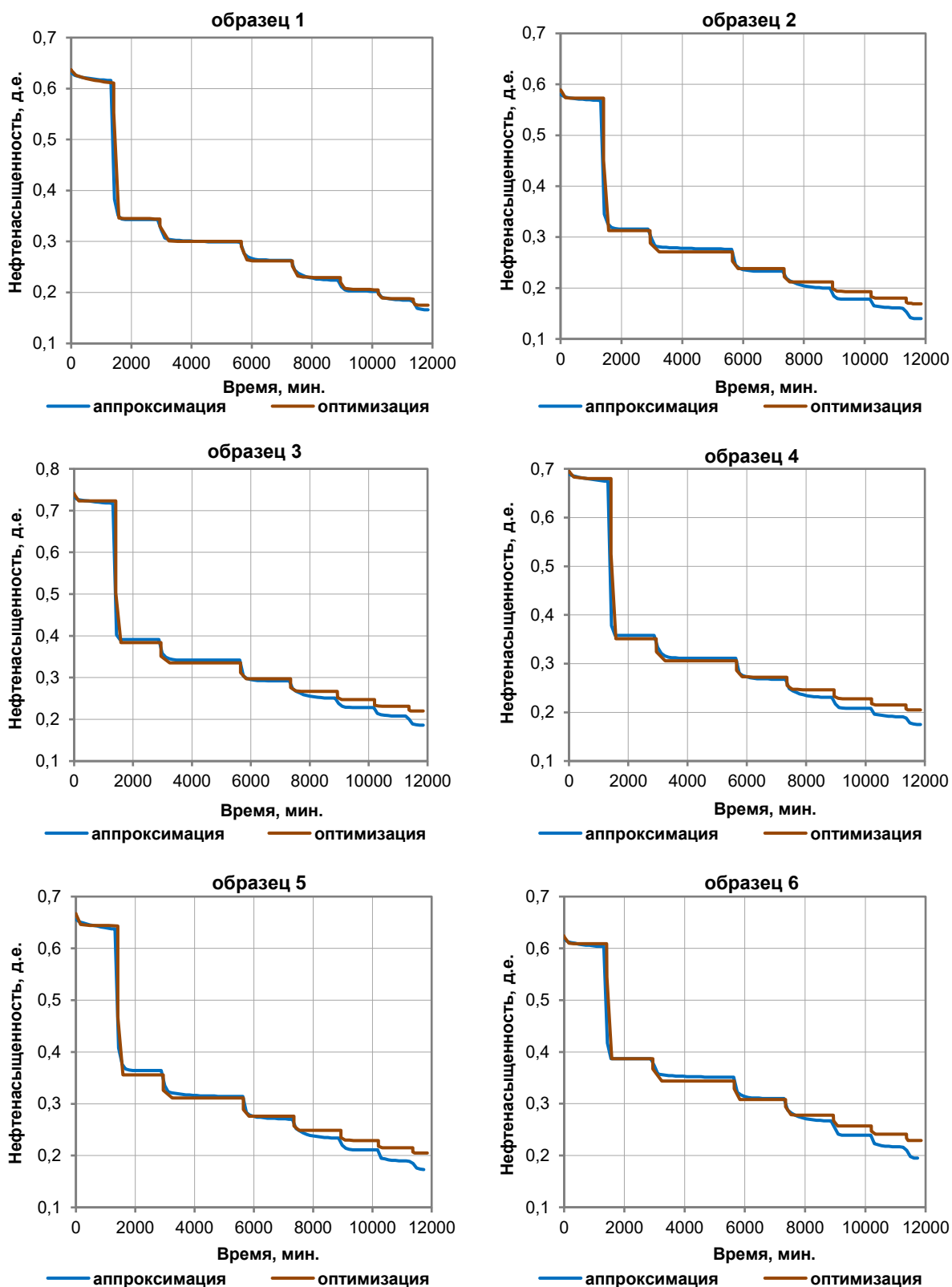


Рис. 1. Сопоставление нефтенасыщенности со временем. Образцы 1-6

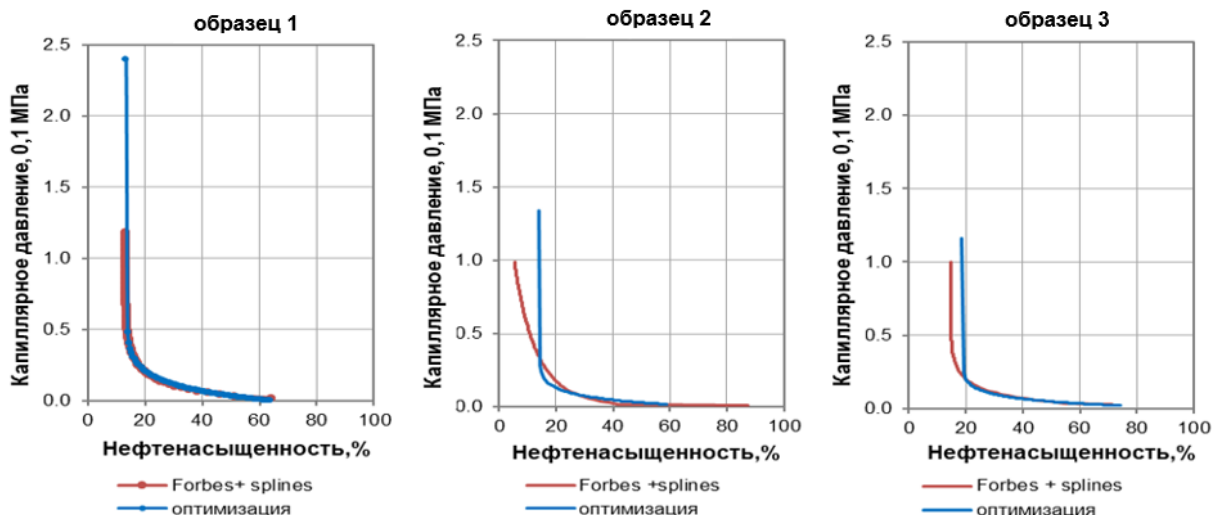


Рис. 2. Сопоставление капиллярного давления в системе нефть-газ с нефтенасыщенностью. Образцы 1, 2, 3

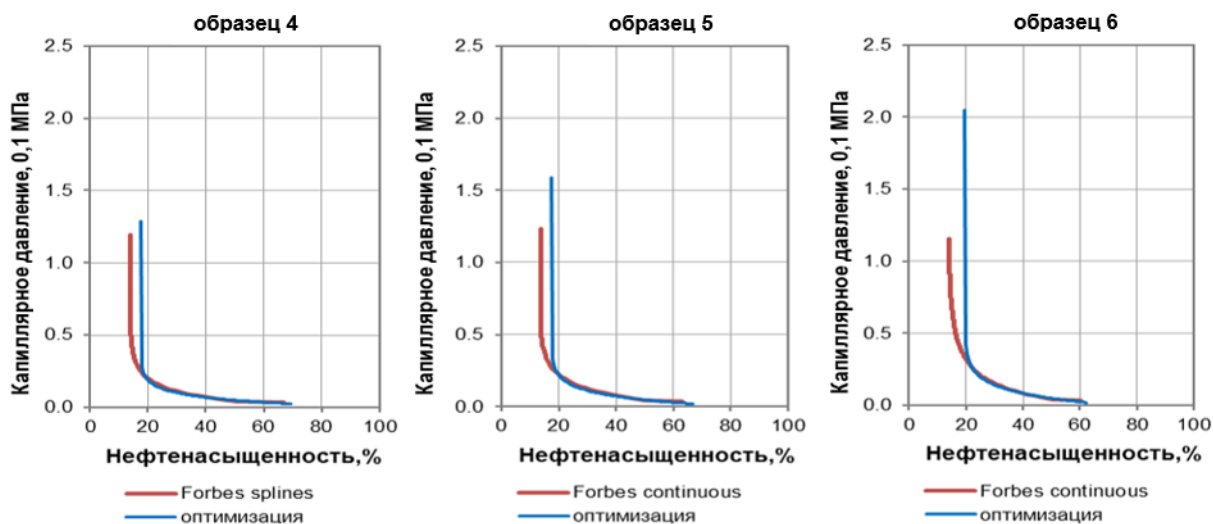


Рис. 3. Сопоставление капиллярного давления в системе нефть-газ с нефтенасыщенностью. Образцы 4, 5, 6

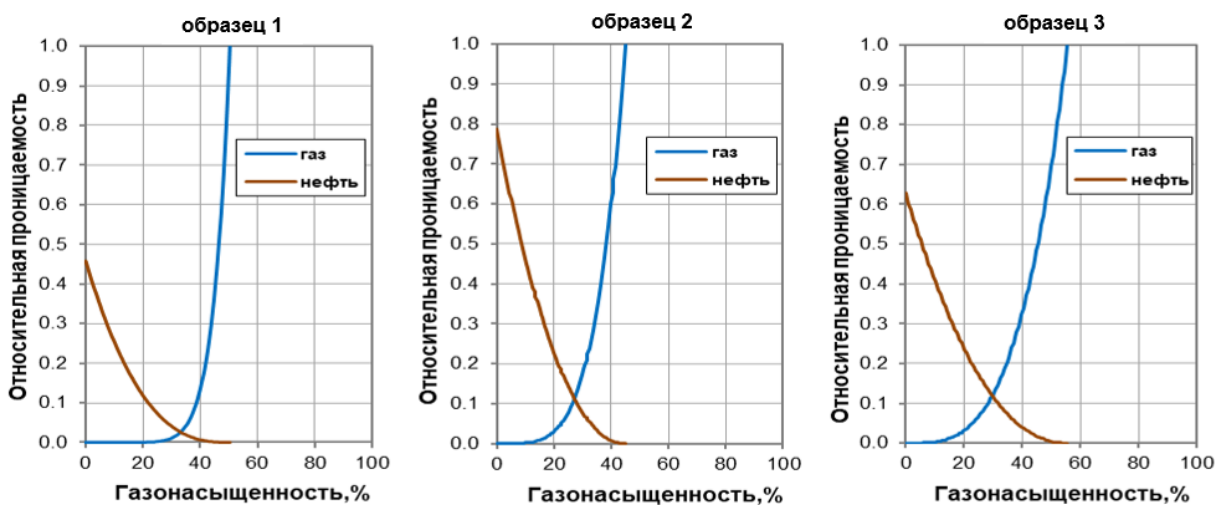


Рис. 4. Сопоставление ОП по нефти и газу с газонасыщенностью. Образцы 1, 2, 3

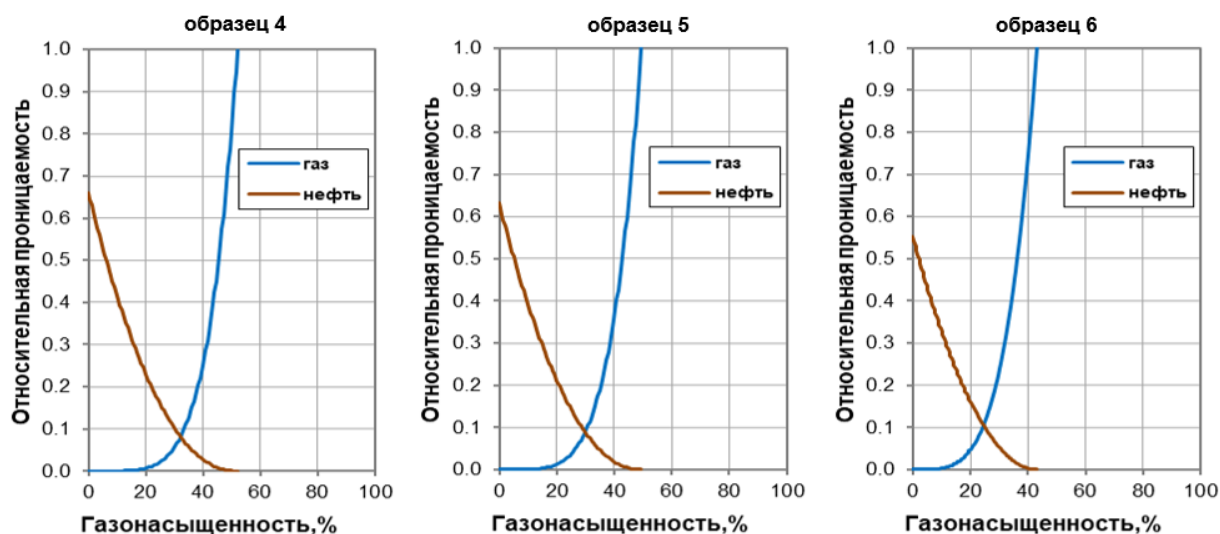


Рис. 5. Сопоставление ОФП по нефти и газу с газонасыщенностью. Образцы 4, 5, 6

На рис. 6 представлено сравнение всех ОФП по нефти и газу, определённых методом центрифугирования, и двух ОФП, измеренных на других образцах стационарным методом двухфазной фильтрации. С этой целью ОФП, полученные методом центрифугирования, перенормированы на Кпрн при Кво. Наблюдается неплохое соответствие ОФП по газу для отдельных образцов. Расчётные проницаемости по нефти проходят на графике значительно выше экспериментальных значений. Также рисунок показывает, что дополнительное, по сравнению со стационарной фильтрацией, увеличение газонасыщенности при центрифугировании приводит к резкому увеличению проницаемости по газу.

Таким образом, результаты эксперимента показывают возможность расчёта ОФП по результатам центрифугирования в качестве дополнения к ОФП, полученным методом СДФ. Необходимо изучение методических особенностей данного вида потоковых исследований, в частности при проведении экспериментов по определению ОФП методами СДФ и центрифугирования на на доном и том же образце.

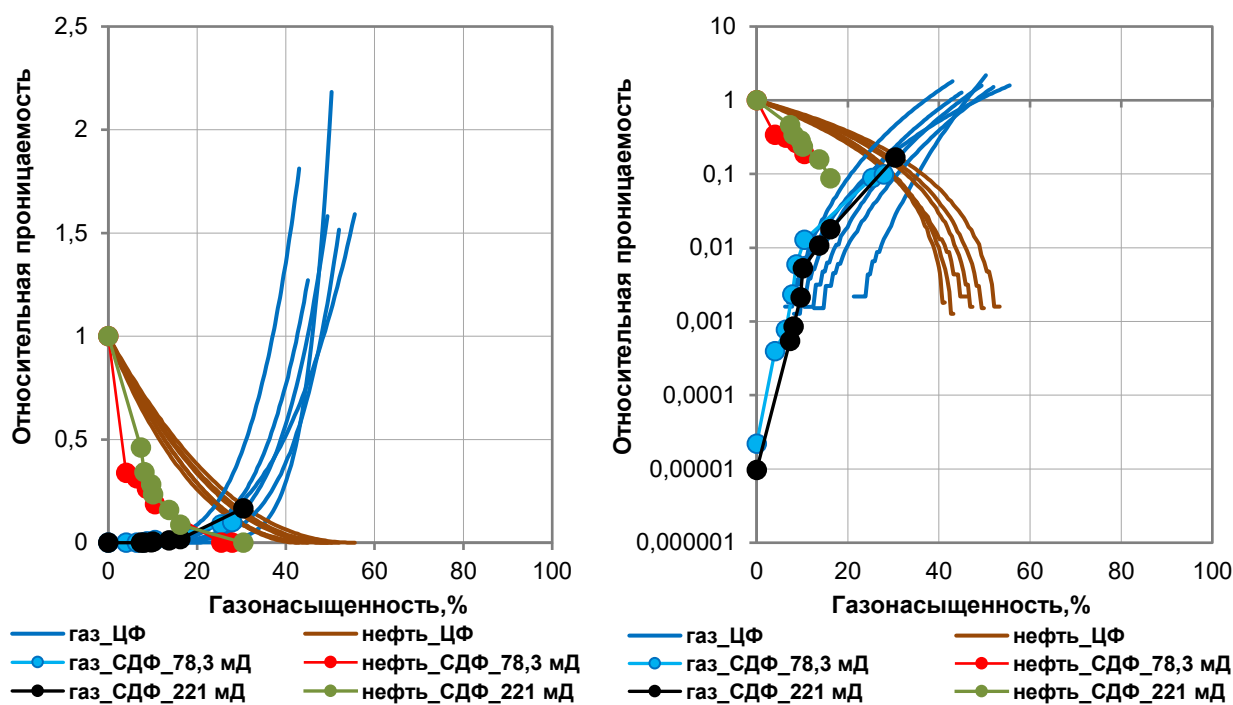


Рис. 6. Сопоставление ОФП по нефти и газу с газонасыщенностью, сравнение методов центрифугирования (ЦФ) и стационарной двухфазной фильтрации (СДФ). Шифр кривых – метод исследования и проницаемость по Клинкенбергу

Выводы

1. Проведён эксперимент по определению ККД и ОФП по нефти и газу при дренаже по результатам многоскоростного центрифугирования в термобарических условиях. Представлены результаты расчёта ОФП методом моделирования и оптимизации на образцах мелкозернистого песчаника.
2. Результаты эксперимента показывают возможность использования ОФП, определённых методом центрифугирования, в качестве дополнения к ОФП, полученным методом СДФ. Необходимо изучение методических особенностей данного вида потоковых исследований.
3. Преимущества метода многоскоростного центрифугирования для получения ОФП:
 - относительно простой и быстрый способ получения данных по ОФП и ККД для 6 образцов в одном эксперименте. Наиболее заметно это преимущество при исследовании низкопроницаемых горных пород.

Недостатки метода многоскоростного центрифугирования для получения ОФП:

- для проведения исследований в пластовых условиях необходима специализированная петрофизическая центрифуга с системой видеонаблюдения и видеокамерой;
- для расчёта ОФП методом моделирования и оптимизации необходимо специализированное программное обеспечение;
- проницаемости в конечных точках ОФП необходимо измерить на фильтрационной установке.

Список литературы

1. Hagoort J., Oil Recovery by Gravity Drainage // SPEJ. 1980. June. P. 139-149.
2. Саломатин Е. Н., Д. А. Бородин Д. А., Шульга Р. С. Поточковые исследования слабобцементированного керна методом центрифугирования // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2021. Вып. 8 (314). С. 69–82.
3. Vauguet F., Gautier S., Lenormand R., Samouillet A. Gas-Liquid Relative Permeability from Onestep and Multi-step Centrifuge Experiments // the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Aberdeen, Scotland, UK. 2012. August. P. 27-30.
4. Hirasaki G. J., Rohan J. A., Dudley J. W. Interpretation of Oil-Water Relative Permeabilities from Centrifuge Experiments // SPE Adv. and Tech., 1995. Vol.3. No. 1. P. 66-75.
5. King M. J., Narayanan K.R., Falzone, A.J. Advances in Centrifuge Methodology for Core Analysis // SCA paper 9011. 1990.
6. Nordtvedt J.E., Watson A.T., Mejia G., Yang P. Estimation of Capillary Pressure and Relative Permeability Functions From Centrifuge Experiments // SPERE. 1993. November. P. 292-298.
7. O'Meara, D.J. Jr., Crump, J.G. Measuring Capillary Pressure and Relative Permeability in a Single Centrifuge Experiment // SPE 14419 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada. 1985. September. P. 22-25.
8. Skauge A., Poulsen S., Rate Effects on Centrifuge Drainage Relative Permeability // SPE 63145 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. 2000. October. P. 1-4.
9. МакФи К., Рид Дж., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. xvi, 912 с.

References

1. Hagoort J., Oil Recovery by Gravity Drainage // SPEJ. 1980. June. R. 139-149.
2. Salomatin E.N., Borodin D. A., Shulga R.S. Poorly consolidated core flow centrifugation experiments. Karotazhnik [Well Logging]. Tver: AIS Publ., 2021, Vol. 8 (314), pp. 69–82. (in Russian).

3. Bauguet F., Gautier S., Lenormand R., Samouillet A. Gas-Liquid Relative Permeability from Onestep and Multi-step Centrifuge Experiments // the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Aberdeen, Scotland, UK. 2012. August. P. 27-30.
4. Hirasaki G. J., Rohan J. A., Dudley J. W. Interpretation of Oil-Water Relative Permeabilities from Centrifuge Experiments // SPE Adv. and Tech., 1995. Vol.3. No. 1. P. 66-75.
5. King M. J., Narayanan K.R., Falzone, A.J. Advances in Centrifuge Methodology for Core Analysis // SCA paper 9011. 1990.
6. Nordtvedt J.E., Watson A.T., Mejia G., Yang P. Estimation of Capillary Pressure and Relative Permeability Functions From Centrifuge Experiments // SPERE. 1993. November. P. 292-298.
7. O'Meara, D.J. Jr., Crump, J.G. Measuring Capillary Pressure and Relative Permeability in a Single Centrifuge Experiment // SPE 14419 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada. 1985. September. P. 22-25.
8. Skauge A., Poulsen S., Rate Effects on Centrifuge Drainage Relative Permeability // SPE 63145 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. 2000. October. P. 1-4.
9. MakFi K., Rid Dzh., Zubizaretta I. Core analysis: A best practice guide. Moscow: Izhevsk: Institute of computer studies, 2018. xvi, 912 P. (translated from English).

Сведения об авторах

Саломатин Евгений Николаевич, главный специалист, Центр исследований ядра ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: ensalomatин@tnnc.rosneft.ru

Филипп Александр Андреевич, ведущий специалист отдела петрофизических исследований ядра, Центр исследований ядра, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: aafilipp@tnnc.rosneft.ru

Шульга Роман Сергеевич, начальник управления лабораторных исследований, Центр исследований ядра ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: rsshulga@tnnc.rosneft.ru

Authors

E.N. Salomatin, Chief Specialist, Core Research Center, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: ensalomatin@tnnc.rosneft.ru

A.A. Philipp, Lead Specialist Petrophysical Core Research Department, Core Research Center, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: aafilipp@tnnc.rosneft.ru

R.S. Shulga, Head of Laboratory Research Department, Core Research Center, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: rsshulga@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 19.08.2023
Принята к публикации 20.03.2023
Опубликована 30.03.2023