

УДК 553.982.2:550.8

## ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕКУЩЕЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНДИКАТОРНЫХ (ТРАССЕРНЫХ) ИССЛЕДОВАНИЙ

Кузнецова К.И.

*Объединенный институт ядерных исследований (ОИЯИ), Дубна, e-mail: primy@yandex.ru*

Для изучения возможности определения текущей водонасыщенности было проведено моделирование фильтрации оторочек меченой воды с помощью симулятора Eclipse. Исследования проводились на небольших моделях (одной нагнетательной и одной добывающей скважинах) для нефтяных пластов, различающихся по фильтрационным свойствам, PVT-свойствам, функциям Баклея – Леверетта и др. Была установлена эмпирическая связь между скоростью фильтрации оторочки индикатора, закачанной при разных значениях текущей водонасыщенности, со значением средней текущей водонасыщенности, определенным по данным Eclipse, на момент поступления оторочки меченой жидкости в добывающую скважину. Для учета разных значений проницаемостей нефтяного пласта значения скорости фильтрации были нормированы на значения проницаемости. Была построена эмпирическая зависимость скорости фильтрации оторочки меченой жидкости ( $y$ ) от значений текущей водонасыщенности по результатам моделирования для разных функций Баклея – Леверетта ( $x$ ). Зависимость имеет вид  $y = a \times x^b$ , где коэффициенты  $a$  и  $b$  определяются для конкретных свойств пластовых жидкостей путем моделирования. Предлагаемая методика работает в диапазоне текущей водонасыщенности 0,45–0,7 отн. ед. и заключается в следующем: 1) моделирование закачки нескольких последовательных оторочек меченой жидкости в рамках действующей гидродинамической модели; 2) определение времени прихода максимума оторочки индикатора в добывающие скважины; 3) расчет проницаемость нефтяного пласта и построения кривой  $y = a \times x^b$ ; 4) проведение закачки индикатора; 5) расчет текущей водонасыщенности пласта, используя полученную формулу. Методика позволяет оценивать значение текущей водонасыщенности по месторождению в целом или по отдельному участку. Периодическое проведение закачек порций меченой жидкости позволяет осуществлять мониторинг разработки месторождения нефти.

**Ключевые слова:** индикаторные исследования, текущая водонасыщенность, нефтяной пласт, моделирование фильтрации, меченая жидкость, гидродинамическая модель, проницаемость

## ASSESSMENT OF THE POSSIBILITY OF DETERMINING THE CURRENT WATER SATURATION OF AN OIL RESERVOIR BASED ON THE RESULTS OF TRACER RESEARCH

Kuznetsova K.I.

*Joint Institute for Nuclear Research (JINR), Dubna, e-mail: primy@yandex.ru*

To study the possibility of determining the current water saturation, a simulation of filtration of the edges of labeled water was carried out using the Eclipse simulator. The studies were carried out on small models (one injection and one production wells) for oil reservoirs that differ in filtration properties, PVT properties, Buckley-Leverett functions, etc. An empirical relationship was established between the filtration rate of the tracer rim, pumped at different values of the current water saturation, with the value of the average current water saturation, determined according to eclipse data, at the time of receipt of the labeled liquid rim into the producing well. To account for different values of oil reservoir permeability, the filtration rate values were normalized to the permeability values. An empirical dependence of the filtration rate of the labeled liquid rim ( $y$ ) was constructed on the values of the current water saturation according to the simulation results for different Buckley-Leverett functions ( $x$ ). The dependence has the form  $y = a \times x^b$ , where coefficients  $a$  and  $b$  are determined for specific properties of reservoir fluids by modeling. The proposed technique works in the range of the current water saturation 0.45–0.7 rel. units and is as follows: 1) simulation of injection of several consecutive edges of labeled liquid within the framework of the current hydrodynamic model; 2) determination of the time of arrival of the maximum edge of the tracer in the producing wells; 3) calculation of the product of the time of arrival of the edge on the average permeability of the oil reservoir and the construction of the curve  $y = a \times x^b$ ; 4) pumping of the tracer; 5) calculation of the current water saturation of the reservoir using the resulting formula. The methodology allows us to estimate the value of the current water saturation for the field as a whole or for a separate site. Periodic injection of the tracer allows monitoring of oil production.

**Keywords:** tracer research, current water saturation, oil reservoir, filtration modeling, labeled liquid, hydrodynamic model, permeability

Начальная водонасыщенность нефтяного месторождения определяется исследованиями на керне. Она учитывает как подвижную воду, так и неподвижную. В процессе разработки месторождения значение водонасыщенности меняется. Величина текущей водонасыщенности определяется, как

правило, физическим или математическим моделированием или определяется в скважинах, то есть в «точках» [1, 2]. Оценка интегральной текущей водонасыщенности пласта в целом в процессе разработки залежи позволила бы повысить достоверность контроля разработки. Ранее было показано,

что индикаторные (трассерные) исследования позволяют оценивать объем пласта, занятый нагнетаемой водой [3]. Объем, занятый закачанной водой в определенный момент времени, не позволяет однозначно оценить текущую обводненность, так как в него не входит объем, занятый неподвижной водой. Это разные параметры. Автор предположил, что в определенных условиях между этими параметрами должна существовать эмпирическая связь. Для проверки этого предположения было проведено моделирование с помощью симулятора Эклипс на участке однородного нефтяного пласта.

Конкретной целью моделирования было установление эмпирической связи между результатами закачки разовых порций (отрочек) индикаторов и значением текущей

водонасыщенности, которая определялась по программе Eclipse. В качестве исследуемого параметра индикаторных исследований было выбрано время поступления в добывающую скважину максимальной концентрации порции индикатора, закачанной ранее в нагнетательную скважину.

#### Материалы и методы исследования

Характер изменения текущей водонасыщенности во времени будет зависеть от параметров пласта и пластовых жидкостей: нефти и воды. Моделирование проводилось для нескольких вариантов набора значений вязкостей нефти и воды и вида функций Баклея – Леверетта (рис. 1). Показатели, использованные при моделировании, приведены в таблице. Подробные результаты приведены для варианта 1.

Параметры модели для трех вариантов расчетов

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Начальная водонасыщенность	0,2	0,2	0,2
Пористость	0,25	0,25	0,25
Плотность нефти в поверхностных условиях	912 кг/м <sup>3</sup>	912 кг/м <sup>3</sup>	800 кг/м <sup>3</sup>
Плотность воды в поверхностных условиях	1160 кг/м <sup>3</sup>	1160 кг/м <sup>3</sup>	1000 кг/м <sup>3</sup>
Вязкость нефти	40 сР	40 сР	10 сР
Проницаемость	500 мД	500 мД	500 мД
Доля связанной воды	0,11	0,11	0,11
Перепад давлений	300 Па	150 Па	150 Па

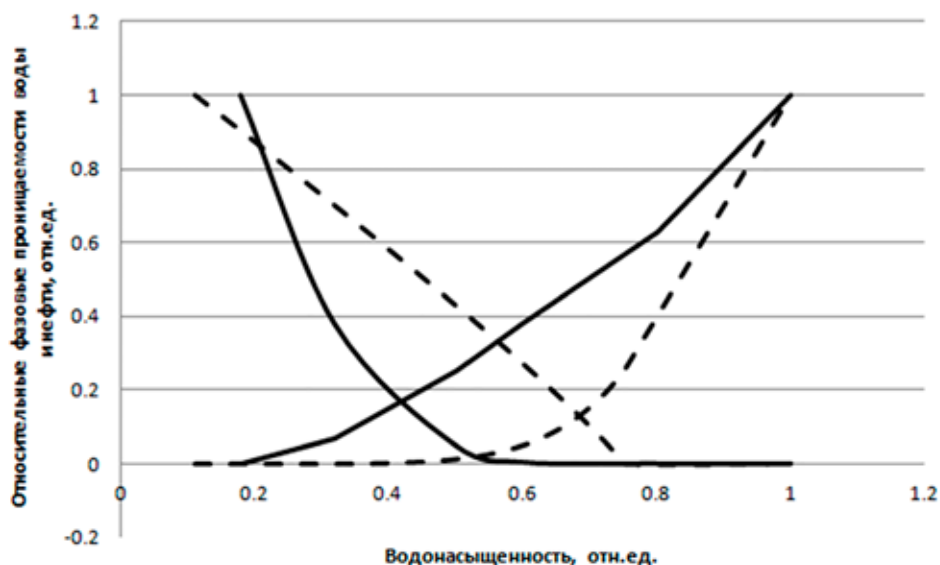


Рис. 1. Используемые функции Баклея – Леверетта. Пунктирная линия – вариант 1 (высоковязкая нефть). Сплошная линия – вариант 2, 3

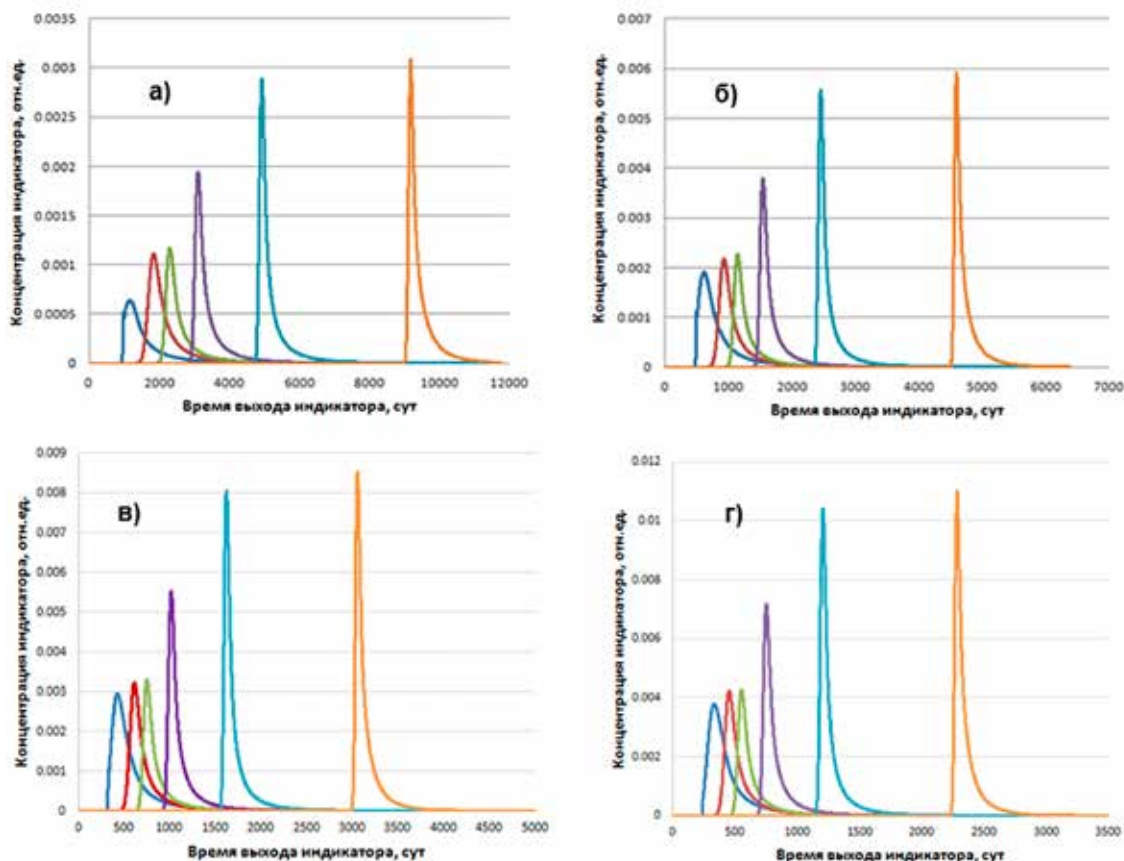


Рис. 2. Кривые зависимости выхода максимальной концентрации индикаторов, закаченных при разных значениях текущей водонасыщенности, от времени с момента закачки для пласта с проницаемостью 500 мД (а), 1000 мД (б), 1500 мД (в), 2000 мД (г)

Остальные результаты рассмотрены кратко. Моделирование в первом варианте проводилось на участке с одной нагнетательной и одной добывающей скважинами для четырех однородных пластов с проницаемостями 500 мД, 1000 мД, 1500 мД, 2000 мД, расстояние между скважинами составляло 372 м, а толщина пласта 2 м. Закачки оторочек меченой жидкости были проведены последовательно при разных значениях заранее рассчитанной в Eclipse текущей водонасыщенности: 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6 и 0,7. Фиксировалось время прихода максимальной концентрации каждой порции меченой жидкости в добывающую скважину.

Полученные результаты позволили установить вид зависимости выхода индикатора во времени и момент поступления максимальной концентрации индикаторов для каждого значения проницаемости пласта (рис. 2).

Оторочка меченой жидкости, которая в момент закачки может рассматриваться

как дельта-функция, в момент поступления в добывающую скважину будет относительно протяженной и будет иметь логнормальное распределение. Разбавление начальной концентрации индикатора по данным моделирования по отношению к максимальной зарегистрированной концентрации составило 100–1000 раз. Поэтому необходимо определить время поступления максимума концентрации индикатора и именно это время считать за момент поступления меченой жидкости. Далее были сопоставлены значения времени выхода максимума пика концентрации индикатора и значения текущей водонасыщенности пласта, при которой в добывающую скважину пришел этот максимум (рис. 3, цветные линии). Значения текущей водонасыщенности, при которой проходила закачка, и той, при которой индикатор поступил в добывающую скважину, не совпадают. Пока индикатор фильтруется по пласту с определенной скоростью, текущая обводненность меняется.

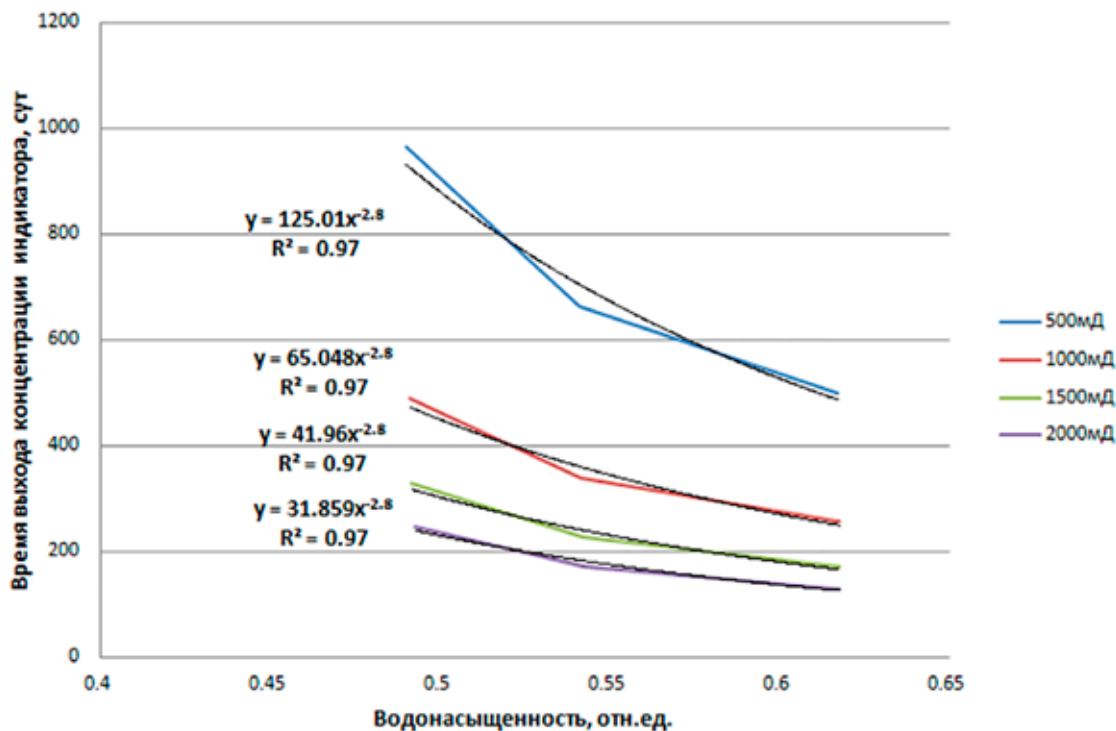


Рис. 3. Зависимость времени выхода максимальной концентрации индикатора от значения текущей водонасыщенности, при которой в добывающую скважину поступил этот максимум (для четырех однородных пластов с разной проницаемостью)

Была проведена аппроксимация полученных экспериментальных данных. Было установлено, что полученные значения для величин, полученных при закачке индикатора при значениях водонасыщенности 0,2–0,4, выпадают из общего характера зависимости. Анализ показал, что эти значения соответствуют неустоявшемуся режиму добычи нефти. Для значений текущей водонасыщенности от 0,45 до 0,7 отн. ед. получены аппроксимирующие кривые в виде степенной функции (рис. 3, тонкие черные линии.).

Экспериментальные точки кривой 1 хорошо описываются уравнением  $y = 125,01 \times x^{-2.8}$  с коэффициентом корреляции  $R^2 = 0,98$ , кривой 2 уравнением  $y = 65,05 \times x^{-2.8}$  с коэффициентом корреляции  $R^2 = 0,98$ , кривой 3 уравнением  $y = 41,96 \times x^{-2.8}$  с коэффициентом корреляции  $R^2 = 0,98$  и кривой 4 уравнением  $y = 31,86 \times x^{-2.8}$  с коэффициентом корреляции  $R^2 = 0,98$ . По указанным уравнениям построены соответствующие аппроксимирующие кривые, которые также приведены на рис. 3. Все кривые описываются уравнениями вида  $y = a \times x^{-2.8}$ . Коэффициент «a» зависит от значения проницаемости пласта.

Такая связь понятна, чем выше «проницаемость» пласта, т.е. выше текущая водонасыщенность, тем больший путь должен проходить индикатор, так как индикатор фильтруется по всему заводненному объему. Анализ показывает, что время поступления максимальной концентрации индикатора зависит от проницаемости пласта, по которому происходит фильтрация, а путь  $S$ , проходимый фильтрующейся водой по пропласткам с разной проницаемостью на участке месторождения, может быть определен как

$$S = V \times T,$$

где  $T$  – время от момента закачки воды, меченной индикатором, до времени поступления максимальной концентрации индикатора из добывающей скважины. На начальных этапах заводнения пути, проходимые нагнетаемой водой, будут увеличиваться, так как в заводнение будут вовлекаться новые участки залежи. Для зрелых месторождений будет характерно «доотмывание» пласта. Поэтому можно полагать, что средний путь движения нагнетаемой воды в этом случае будет постоянным. Скорость фильтрации

воды  $V$  пропорциональна проницаемости пласта. Поэтому нами было предложено нормировать время выхода индикатора путем умножения на значение проницаемости исследуемого пласта и исключить тем самым влияние проницаемости на величину времени движения индикатора.

Таким образом, для получения унифицированной связи между временем выхода максимума пика индикатора и текущей водонасыщенностью надо умножить время движения индикатора от момента закачки воды, меченной индикатором, до времени поступления максимальной концентрации из добывающей скважины на значение проницаемости изучаемого пласта. Последнее выбирается по действующей гидродинамической модели пласта. Для упрощения дальнейшего изложения материала назовем «значение произведения времени поступления максимальной концентрации на значение проницаемости изучаемого пласта» «нормированной скоростью фильтрации индикатора».

В нашем примере значения времени поступления максимальной концентрации, полученные моделированием и приведенные на рис. 3, надо умножить на значения проницаемости: каждую экспериментальную точку умножают на значение проницаемости пласта, для которого проводилось моделирование. В результате этого все точки, которые лежали на разных кривых, ложатся на одну кривую, которая описывается функцией  $y = 5,76 \times x^{-0,4}$ , коэффициент корреляции  $R^2 = 0,94$ , где  $x$  – значения определяемой текущей водонасыщенности отн. ед., а  $y$  – нормированная скорость фильтрации оторочки меченой воды отн. ед. (рис. 4).

Полученные результаты моделирования относились к пласту с определенными физико-химическими параметрами (вариант 1 таблицы). Приведем сводные результаты моделирования для вариантов 1, 2 и 3 таблицы (рис. 5). Кривые на рис. 5 имеют подобный друг другу вид. Это показывает, что связь существует для пластов с разными свойствами пластовых жидкостей.

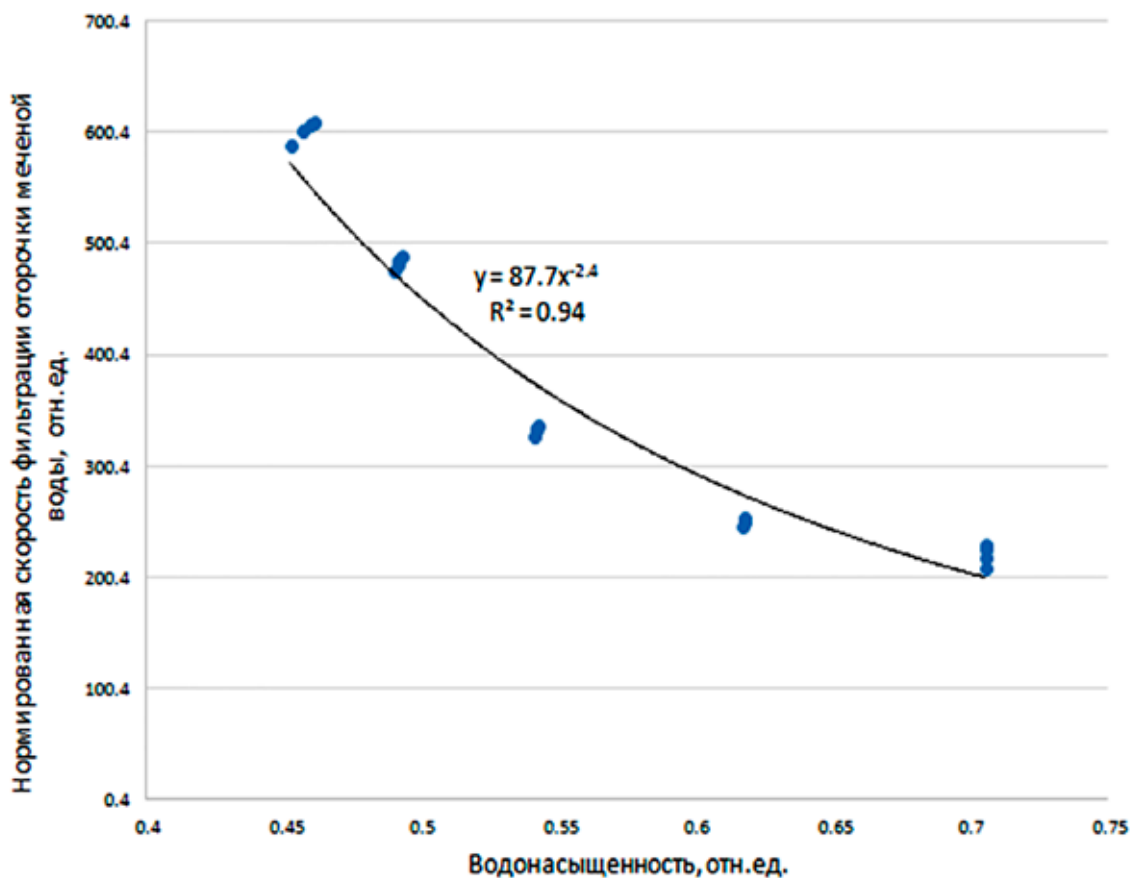


Рис. 4. Связь между значениями текущей водонасыщенности  $S$ , отн. ед., и нормированной скорости фильтрации индикатора, отн. ед.

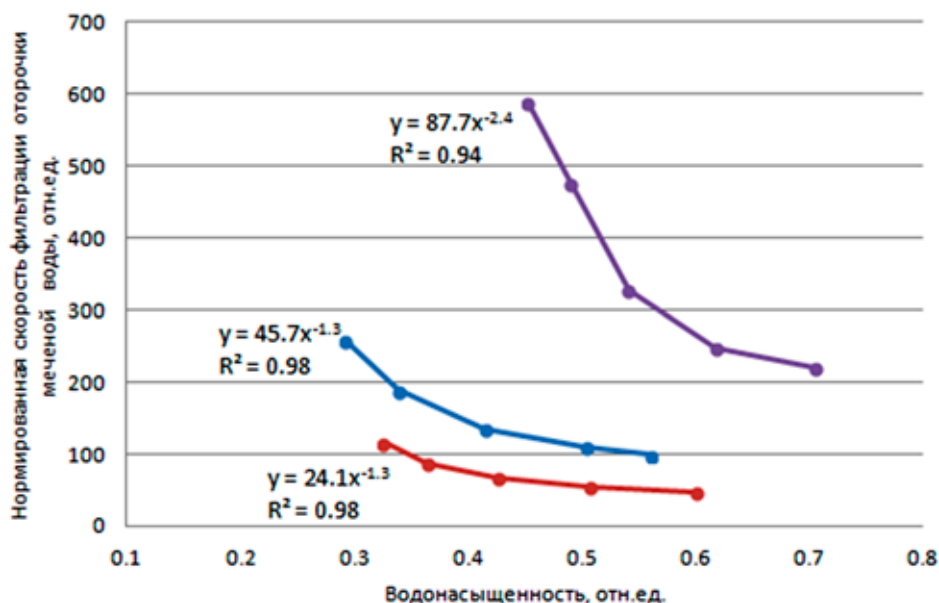


Рис. 5. Связь между нормированной скоростью фильтрации и текущей водонасыщенностью для пластов с разными свойствами: фиолетовая линия – первый вариант, синяя – второй, красная – третий

### Результаты исследования и их обсуждение

Таким образом, была показана возможность оценки значения текущей водонасыщенности пласта «зрелых» месторождений нефти по результатам индикаторных исследований. Закачивая разные индикаторы в разные нагнетательные скважины, можно определять вклад в величину текущей водонасыщенности пласта от каждой нагнетательной скважины по отдельности и суммарно. Для практического применения данной методики сначала необходимо провести предварительное моделирование фильтрации меченого вещества, используя существующую цифровую фильтрационную модель пласта. В процессе этого моделирования определяют ожидаемое время приходов индикатора в добывающие скважины и коэффициенты в формуле  $y = a \times x^b$ . Методика работает при значениях текущей водонасыщенности от 0,45 до 0,7 отн. ед., т.е. для «зрелых» месторождений. Поэтому для проведения исследований выбирают именно этот интервал. В любой момент времени, выбираемый из этого временного интервала, можно провести закачку порции воды, меченой индикатором, в одну или несколько нагнетательных скважин. В каждую скважину надо закачивать свой индикатор. С устья добывающих сква-

жин отбирают пробы пластовой жидкости и определяют концентрации всех закачанных индикаторов и время поступления максимальной концентрации каждого из индикаторов из каждой добывающей скважины. Объем и концентрацию закачиваемого индикатора надо выбирать с учетом предполагаемого разбавления и чувствительности используемой аппаратуры. Эффективный результат можно получить при одновременной закачке индикаторов практически во все нагнетательные скважины. В этом случае получаем оценку текущей водонасыщенности по всему месторождению интегрально, что невозможно при оценке водонасыщенности по отдельным скважинам. Повторяя закачки регулярно, можно определять этот параметр систематически и контролировать эффективность добычи нефти. Для этого нужен большой набор различающихся между собой и дешевых индикаторов. Это в настоящее время реально, так как появились индикаторы на основе квантовых точек и ДНК [4, 5], которые позволяют многократно расширить количество используемых индикаторов.

Представляется, что мониторинг этого параметра будет особенно востребован при управлении добычей с использованием автоматизированных систем на основе искусственного интеллекта [6, 7]. Такие системы базируются на контроле закачки



воды, отборе пластовых флюидов и проведении геолого-технологических мероприятий (ГТМ), направленных на оптимизацию перечисленных процессов. Индикаторные исследования существенно дополняют методы контроля фильтрации жидкостей в межскважинном пространстве [8, 9]. Ранее было показано, что они позволяют контролировать эффективность ГТМ [10]. Методика, предлагаемая в статье, наряду с другими методиками индикаторных исследований может стать существенным элементом информационной системы обеспечения контроля разработки нефтяных месторождений.

### Заключение

Была установлена эмпирическая связь между скоростью фильтрации оторочки меченой жидкости, закачанной при значениях текущей водонасыщенности от 0,45 до 0,7 отн. ед., со значением средней текущей водонасыщенности разрабатываемого нефтяного пласта. Производя многократные закачки порций меченой воды в разные нагнетательные скважины в разное время, можно проводить оперативный мониторинг значения текущей водонасыщенности в области воздействия данной нагнетательной скважины и по месторождению в целом. Предлагаемая методика может войти в систему контроля разработки нефтяных месторождений как не имеющая аналогов для оценки текущей водонасыщенности в межскважинном пространстве.

### Список литературы

1. Луппов В.И. Оценка характера насыщенности коллекторов по данным исследований керна и кривых относительной фазовой проницаемости: сведения, относящиеся к заглавию // Вестник Пермского университета. 2017. Т. 16. № 1. С. 77–83.
2. Ашимов Ж.Е., Каналин Р.А. Современный метод ГИС для определения коэффициента водонасыщенности в карбонатном разрезе // Сборник научных трудов ТОО «КМГ Инжиниринг» за 2020 г. 2021. № 1 (19). С. 75–90.
3. Хозяинов М.С., Соколовский Э.В., Чернокожев Д.А. Индикаторные фильтрационные исследования нефтяных месторождений. Palmarium Academic Publishing, 2014. 180 с.
4. Rassenfoss, Stephen and Trent Jacobs. DNA Sequencing: A New Diagnostic Tool for Shale Wells // Journal of Petroleum Technology. 2016. No. 68. P. 30–38. DOI: 10.2118/0516-0030-JPT.
5. Гурьянов А., Каташов А., Овчинников К. Диагностика и мониторинг притоков скважин с помощью трассеров на квантовых точках // Журнал Технологии. 2017. № 2. С. 42–51.
6. Бриллиант Л.С., Дулкарнаев М.Р., Данько М.Ю., Елишева А.О., Набиев Д.Х., Хуторная А.И., Мальков И.Н. Управление добычей нефти на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на участке опытно-промышленных работ пласта ЮВ1 Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 1. С. 3–15.
7. Подольский А.К. Применение методов искусственного интеллекта в нефтегазовой промышленности // Современная наука. 2016. № 3. С. 33–36.
8. Савичев В.И., Рамазанов Р.М., Надеждин О.В. Способ определения остаточной водонасыщенности и проницаемости пласта // Патент РФ № 2399070. Патентообладатель ООО «РН-УфаНИПИнефть». 2010. Публикация: 2010.09.10.
9. Белохин В.С., Калмыков Г.А., Кашина Н.Л. Способ определения коэффициента нефтегазонасыщенности по комплексу ГИС на основании импульсных нейтронных методов каротажа // Патент РФ № 2503040. Патентообладатель ООО «Сплит». 2013. Публикация, 2013.12.27.
10. Хозяинов М.С., Чернокожев Д.А., Кузнецов М.И., Кузнецова К.И. Оценка эффективности выравнивания профиля приемистости по результатам индикаторных исследований // Нефтяное хозяйство. 2016. № 4. С. 98–102.