

ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Муфтахов Д.Ф.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: muftahovdf@mail.ru

Нефтяное месторождение по географическому положению приурочено к юго-восточной части Западно-Сибирской низменности. Согласно административно-территориальному делению относится к Александровскому району Томской и Нижневартовскому району Тюменской областей. Месторождение представлено тремя нефтяными залежами, приуроченными к песчаникам пласта Ю1(1+2) васыганской свиты, с которыми и связана промышленная нефтеносность. Западная залежь имеет максимальную площадь распространения. Восточная залежь, представлена двумя локальными залежами: юго-восточная в районе скважины № 13Р и северо-восточная в районе скважины № 15Р. Коэффициенты вытеснения определены экспериментально на образцах керна, отобранных только на западной залежи. Так как отсутствует зависимость начальной нефтенасыщенности от остаточной, а также начальная нефтенасыщенность образцов не соответствует средней начальной нефтенасыщенности принятой при подсчете запасов, то при построении динамической модели месторождения из лабораторных экспериментов были использованы только средние значения остаточной нефтенасыщенности. Значения начальной нефтенасыщенности на западной и восточной залежах взяты по ГИС. Исходя из этого, при проектировании, остаточная нефтенасыщенность для всего месторождения принята равной 0,301. Начальная нефтенасыщенность по ГИС на западной залежи – 0,53, на восточной залежи 0,59. Коэффициент вытеснения по залежам месторождения предлагается следующий: Западная залежь – 0,432 д. ед.; Восточная залежь – 0,452 д. ед.

Ключевые слова: коэффициент вытеснения, Томская область, нефтяное месторождение, юрские отложения, керн

JUSTIFICATION OF THE REPLACEMENT FACTOR OF THE TOMSK REGION

Muftahov D.F.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”, Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: muftahovdf@mail.ru

The oil field is geographically confined to the southeastern part of the West Siberian lowland. According to the administrative-territorial division belongs to the Alexandrovsky district of Tomsk and Nizhnevartovsk district of the Tyumen region. The deposit is represented by three oil deposits associated with the sandstones of the Y1 (1 + 2) formation of the Vasyugan Formation, with which the industrial oil content is associated. The western deposit has the maximum area of distribution. The eastern deposit is represented by two local deposits: the southeast in the area of the well No. 13R and the northeastern near the well No. 15R. The displacement coefficients have been determined experimentally on core samples taken only on the western deposit. Since there is no dependence of the initial oil saturation on the residual oil, and also the initial oil saturation of the samples does not correspond to the average initial oil saturation accepted in the calculation of reserves, only average residual oil saturation values were used from the laboratory experiments in constructing the dynamic model of the field. The values of the initial oil saturation in the western and eastern deposits are taken from the GIS. Based on this, when designing, the residual oil saturation for the whole field is assumed to be 0.301. The initial oil saturation by GIS on the western deposit is 0.53, on the eastern deposit 0.59. The displacement coefficient for deposits of the deposit is proposed as follows: Western deposit - 0.432 d. Units; East deposit - 0.452 d.

Keywords: displacement coefficient, Tomsk region, oil field, Jurassic sediments, core

Нефтяное месторождение по географическому положению приурочено к юго-восточной части Западно-Сибирской низменности. Согласно административно-территориальному делению относится к Александровскому району Томской и Нижневартовскому району Тюменской областей [1-5].

Площадь подготовлена к глубокому бурению в 1965 году Колпашевским геофизическим трестом. Результаты работ МОВ дали основание для заложения первой скважины. Поисково-разведочное бурение проводилось Александровской геологоразведочной экспедицией (АГРЭ) Томского территориального геологического управления (ТТГУ) в период с 1967-1972 годы. Месторождение открыто в 1968 году. Оперативный подсчет запасов с представлением в ЦКЗ был проведен в 1970 г. Разработка месторождения началась в 1978 году. По результатам разведочных работ и эксплуатационного бурения в 1984 году впервые выполнен подсчет запасов нефти и растворенного газа, который был утвержден в ГКЗ СССР. Последний пересчет запасов утвержден протоколом № 46 ЦКЗ Министерства природных ресурсов (МПР) РФ 08.09.1994 г. За все время разработки по месторождению выполнено шесть проектных документов.

Месторождение представлено тремя нефтяными залежами, приуроченными к песчаникам пласта Ю₁¹⁺² васюганской свиты, с которыми и связана промышленная нефтеносность. Западная (основная) залежь имеет максимальную площадь распространения. Восточная залежь, представлена двумя локальными залежами: юго-восточная в районе скважины № 13Р и северо-восточная в районе скважины № 15Р.

Коэффициент вытеснения ($K_{\text{выт}}$) является одним из множителей, представляющих рассчитываемый коэффициент нефтеизвлечения (КИН). Причем в соответствии с понятием этого параметра вычисляемое его абсолютное значение непосредственно зависит от величин начального ($K_{\text{нн}}$) и остаточного ($K_{\text{он}}$) нефтенасыщения пород.

Лабораторные исследования вытеснения нефти водой проводились по керновому материалу продуктивного пласта Ю₁¹⁺² по семи скважинам: № 84 (5 образцов), № 43Б (4 образца), № 4К (1 образец), № 164 (1 образец), № 175 (7 образцов), № 16Р (3 образца), № 46 (1 образец) расположенных в разных частях месторождения. Весь объем исследований коэффициентов вытеснения нефти водой проводился в Лаборатории физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть», начиная с 1989 г до 2013 года.

Исследования проводились в соответствии с ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях», предусматривающем фильтрацию 6...8 поровых объемов воды при линейной скорости 1...2 м/сут и дополнительно 2 поровых объема воды при десятикратно увеличенной линейной скорости фильтрации (т.н. «доотмыв»). Вышеуказанным ОСТом установлено требование

создания в образцах керна остаточной водонасыщенности, соответствующей таковой в пластовых условиях, при этом выбор метода достижения остаточной водонасыщенности не ограничивается.

В проектном документе ДПР 2013 г. лабораторные исследования вытеснения нефти водой проводились по керновому материалу скважин №№ 4К, 16, 18, 43В, 84, 164, 175. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности пласта Ю₁¹⁺² месторождения принят равным 0,291, начальная нефтенасыщенность была взята по ГИС и равна 0,560; коэффициент вытеснения – 0,48.

В 2013 г были проведены дополнительные исследования керна по определению коэффициента вытеснения на керне скважин 16Р, 175, 46. В настоящей работе проанализированы и учтены образцы керна из семи скважин: № 84 (5 образцов), № 43В (4 образца), № 4К (1 образец), № 164 (1 образец), № 175 (7 образцов), № 16Р (3 образцов), № 46 (1 образец) расположенных в разных частях месторождения.

Результаты определения коэффициентов вытеснения приведены в таблицах 1, 2. Схема расположения скважин с определением коэффициента вытеснения на керне представлена на рисунке 1.

Опыты проводились для образцов с пористостью от 14,1 до 21,2 %, проницаемостью от $6 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ до $423 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

Коэффициент вытеснения рассчитывался по формуле (1):

$$K_{\text{выт}} = (S_{\text{н.н}} - S_{\text{о.н}}) / S_{\text{н.н}} \quad (1)$$

где, $K_{\text{выт}}$ - коэффициент вытеснения нефти, доли ед.;

$S_{\text{н.н}}$ – начальная нефтенасыщенность, доли ед.;

$S_{\text{о.н}}$ – остаточная нефтенасыщенность, доли ед.;

Таблица 1 - Результаты определения коэффициентов вытеснения нефти водой на образцах месторождения

Наименование	Пористость, %	Проницаемость, мкм ² ·10 ⁻³	Неснижаемая водонасыщенность, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении рабочим агентом,	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							для рабочего агента при коэффициенте остаточной нефтенасыщенности	для нефти при коэффициенте начальной водонасыщенности
Пласт Ю ₁ ¹⁺²								
Кол-во опр., шт.	3	22	22	22	22	22	3	3
Среднее значение	7,6	75,2	0,313	0,687	0,301	0,561	0,171	1
Интервал изменения	4,1-21,2	6-423	0,223-0,313	0,534-0,777	0,240-0,390	0,425-0,673	0,075-266	



Рисунок 1 - Расположение скважин с определением коэффициента вытеснения на керне

Так как значения начальной нефтенасыщенности по керновым определениям являются завышенными по сравнению с данными ГИС, для проектирования предлагается принимать Квыт, рассчитанный при начальной нефтенасыщенности взятой по геофизическим исследованиям и равной 0,53. Таким образом Квыт в целом по месторождению составляет 0,432.

Таблица 2 - Значения Квыт по зонам подсчетных параметров

Пласт	Залежь	Область	Категория запасов	Зона	Коэф-т нефте-насыщенности д.е.	Остаточная Нефтенасыщенность доли ед.	Квыт д.е.
Ю ₁ ¹⁺²	Западная	Тюменская	В	нз	0,57	0,301	0,472
				внз	0,53	0,301	0,432
				нз+внз	0,53	0,301	0,432
		Томская	В	нз	0,54	0,301	0,443
				внз	0,51	0,301	0,410
				нз+внз	0,52	0,301	0,421
		Итого	В	нз	0,54	0,301	0,443
				внз	0,52	0,301	0,421
				нз+внз	0,53	0,301	0,432
	Восточная	Томская	С ₁	внз	0,55	0,301	0,452

Были проведены сопоставления коэффициента проницаемости с коэффициентами начальной (Sn.n), остаточной (So.n) нефтенасыщенности и вытеснения (Квыт.); коэффициента начальной нефтенасыщенности с коэффициентами остаточной нефтенасыщенности и вытеснения.

На рисунках 2-4 представлены зависимости начальной нефтенасыщенности, остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения от проницаемости.

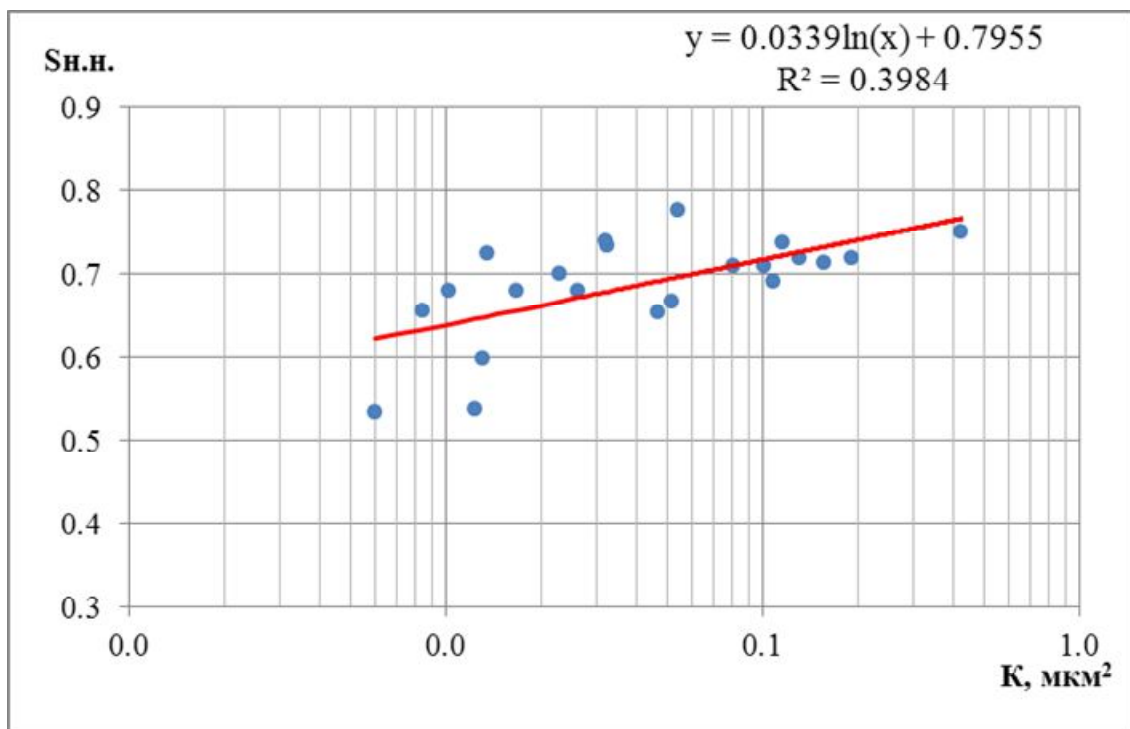


Рисунок 2 - Зависимость начальной нефтенасыщенности (Sn.n.) от проницаемости (K)

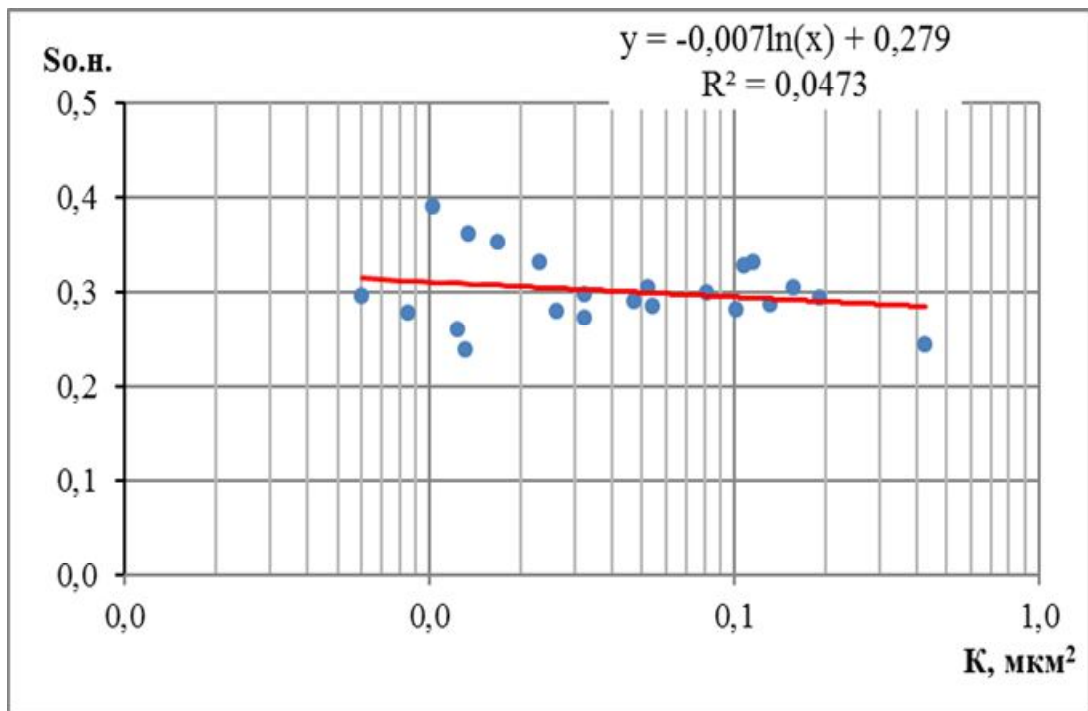


Рисунок 3 - Зависимость остаточной нефтенасыщенности ($S_{o.n.}$) от проницаемости (K)

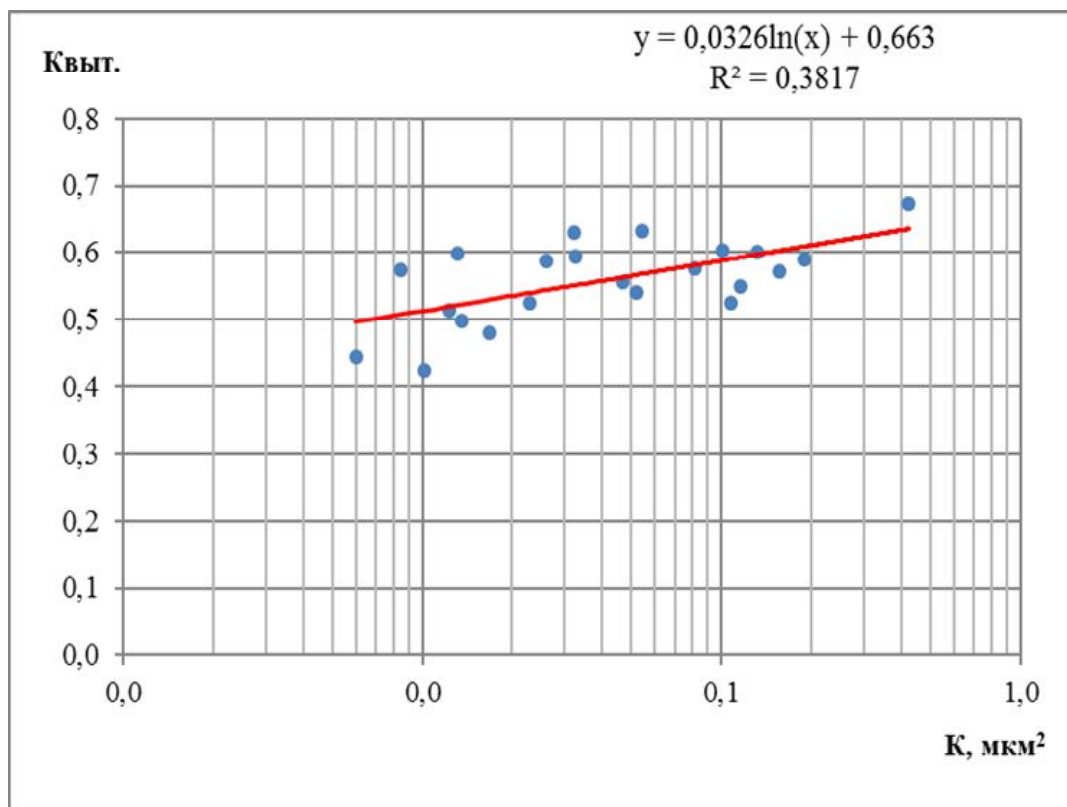


Рисунок 4 - Зависимость коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт.}}$) от проницаемости (K)

Зависимости коэффициента остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения от начальной нефтенасыщенности приведены на рисунках 5, 6.

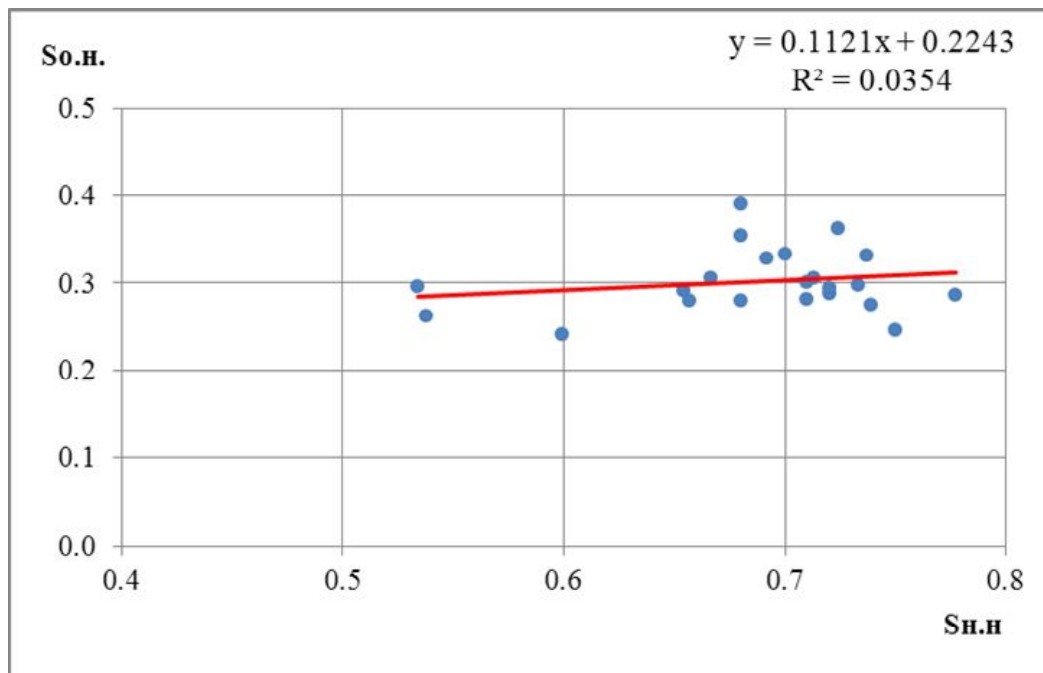


Рисунок 5 - Зависимость остаточной нефтенасыщенности ($S_{o.n.}$) от начальной нефтенасыщенности ($S_{n.n.}$)

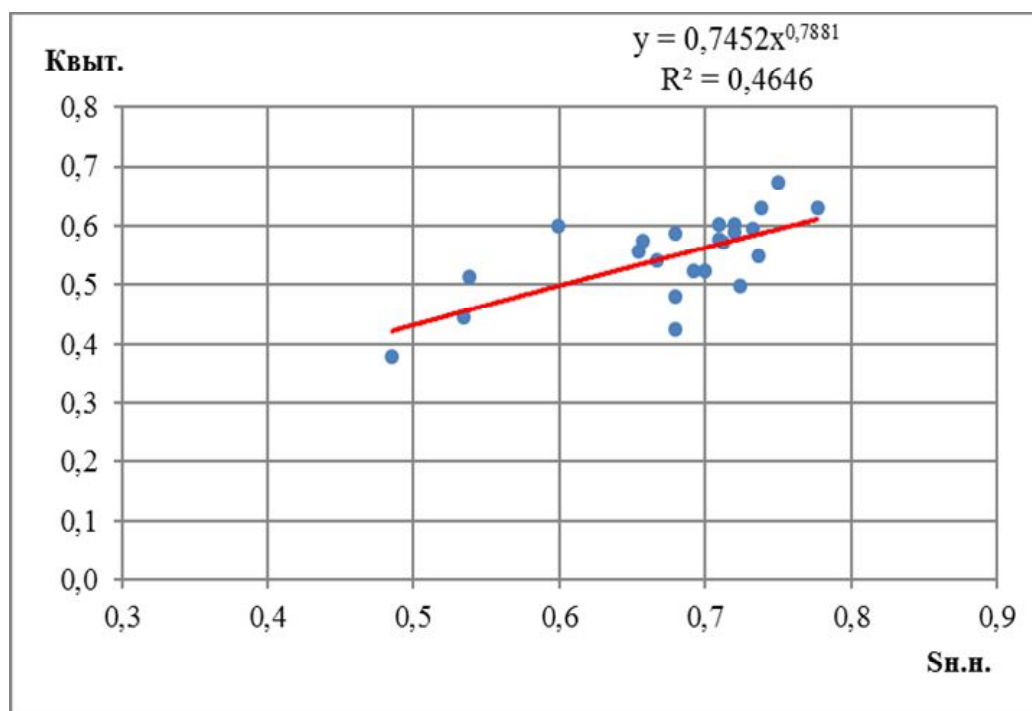


Рисунок 6 - Зависимость коэффициента вытеснения ($K_{выт.}$) от начальной нефтенасыщенности ($S_{n.n.}$)

Начальная нефтенасыщенность слабо зависит от проницаемости и описывается уравнением с коэффициентом корреляции $R^2=0,4$. По результатам лабораторных исследований начальная нефтенасыщенность находится в интервале значений от 0,534 до 0,777 доли ед. Среднее значение - 0,687 доли ед., что выше на 29,6 % средневзвешенной

начальной нефтенасыщенности, полученной в результате распределения интерпретации материалов ГИС геологической модели (0,53).

Остаточная нефтенасыщенность меняется в пределах от 0,240 до 0,391 доли ед., среднее значение - 0,301 доли ед. Зависимости остаточной нефтенасыщенности от проницаемости и от начальной нефтенасыщенности не наблюдается, коэффициенты корреляции $R^2=0,047$ и $R^2=0,035$, соответственно.

Коэффициенты вытеснения определены экспериментально на образцах керна, отобранных только на западной залежи. Так как отсутствует зависимость начальной нефтенасыщенности от остаточной, а также начальная нефтенасыщенность образцов не соответствует средней начальной нефтенасыщенности принятой при подсчете запасов, то при построении динамической модели месторождения из лабораторных экспериментов были использованы только средние значения остаточной нефтенасыщенности. Значения начальной нефтенасыщенности на западной и восточной залежах взяты по ГИС. Исходя из этого, при проектировании, остаточная нефтенасыщенность для всего месторождения принята равной 0,301. Начальная нефтенасыщенность по ГИС на западной залежи – 0,53, на восточной залежи 0,59. Коэффициент вытеснения по залежам месторождения предлагается следующий:

Западная залежь – 0,432 д. ед.;

Восточная залежь – 0,452 д. ед.

Литература

1. Технологическая схема разработки месторождения. Отчет СибНИИНП, 1978 г.
2. Технологическая схема разработки месторождения. Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск, 1994 г.
3. Проект разработки нефтяного месторождения. Отчет ОАО ТомскНИПИнефть, Томск, 2003 г.
4. Дополнение к проекту разработки месторождения. Отчет, ЗАО «Тюменский институт нефти и газа», Тюмень, 2013 г.
5. Технологический проект разработки нефтяного месторождения Томской области и ХМАО-Югра. Отчет, ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск, 2015 г.