



М.Ю. Данько
Тюменский Институт нефти и газа¹
заместитель генерального директора по науке
danko@togi.ru



А.Н. Шандрыгин
д-р техн. наук
ДеГольер энд МакНотон Корп.²
заместитель директора Московского филиала
Shan.alex2010@dyandex.ru



Я.Л. Бриллиант
Тюменский Институт нефти и газа
младший научный сотрудник
ja.brilliant@mail.ru



А.В. Давыдов
канд. техн. наук
ФБУ «ГКЗ»³
начальник управления извлекаемых запасов УВС –
главный геолог
avdavydov@gkz-rt.ru

Методика разделения добычи нефти между лицензионными участками

¹Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена 64, «Сити-Центр», 10–11 эт.

²Россия, 121059, Москва, ул. Брянская, 5, этаж 5.

³Россия, 19180, Москва, ул. Большая Полянка, 54, стр. 1.

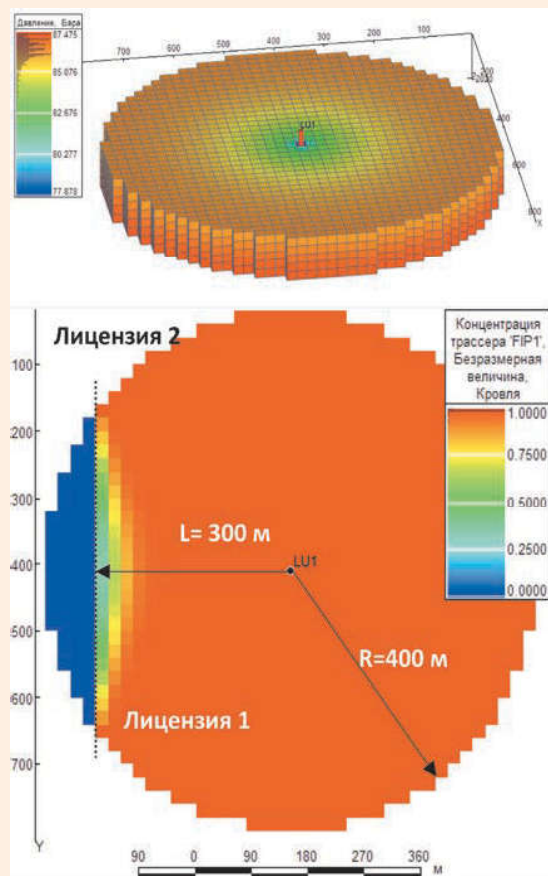
В работе предложена методика разделения добычи нефти из различных лицензионных участков. На основе анализа и обобщения множества гидродинамических расчетов для различных сценарных условий: различное расстояние до лицензии, различные забойные давления, проницаемости пласта, активности контурной области и др.; предложены номограммы позволяющие провести экспресс-оценку добычи нефти из соседнего лицензионного участка к общей добыче нефти по скважине. Для простой системы, состоящей из одной добывающей скважины и однородного пласта, создано аналитическое решение. Предложена оригинальная безразмерная характеристика разделения добычи – зависимость отношения добычи нефти из соседнего лицензионного участка к общей добыче нефти от отношения суммарной накопленной добычи к начальным подвижным запасам в зоне дренирования – характеристика разделения. Важным выводом, следующим из гидродинамического моделирования и аналитического решения, служит то, что характеристика разделения не зависит от «скоростных» параметров: проницаемости пласта, забойного давления по скважинам, вязкости нефти; и является только функцией от расстояния добывающих скважин до соседнего лицензионного участка и радиуса дренирования этих скважин

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений; математические методы в нефтяной промышленности

Скважины, расположенные на границе разных лицензионных участков (ЛУ), даже принадлежащих одному недропользователю, могут дренировать запасы соседнего ЛУ и добывать нефть, подлежащую налогообложению с другим режимом. У налоговых органов закономерно возникает вопрос о величинах отборов нефти из различных лицензий.

Современные методы геолого-гидродинамического моделирования с использованием опции трассирования нефти, могут дать ответ на этот вопрос. Однако применение этого метода сопряжено с рядом трудностей, основной из которых является необходимость проведения расчетов для представления в налоговые органы на утвержденной в ходе экспертизы геолого-гидродинамической модели, что вызывает закономерный вопрос о способе разделения объемов добычи нефти между ЛУ в межпроектный период. Предлагаемые в работе палетки и аналитическое решение отвечают на этот вопрос и исключают необходимость использования моделей и привлечения экспертов по ГДМ для анализа представляемых в налоговые органы данных.

Рис. 1.
Вид секторной ГДМ



Постановка задачи и тестовая гидродинамическая модель

Предварительные исследования на полномасштабных и секторных гидродинамических моделях добычи нефти из двух соседних ЛУ показали, что при бесконечном однородном пласте (не ограниченном по величине запасов) и существенной продолжительности работы скважин доля нефти из первой и второй лицензии выравниваются в независимости от расстояния от ЛУ до скважины. Этот факт связан с тем, что существует равенство подвижных запасов для первой и второй лицензии, а обе эти величины стремятся к бесконечности. Такой случай не имеет никакого отношения к реальной картине отборов нефти по ЛУ, и поэтому для корректного решения задачи по разделению добычи нефти из лицензий необходимо создать секторную модель внутри области дренирования, т.е. задавать отношения запасов по лицензиям. Внешний вид модели, которая представляет собой однородный пласт, искусственно ограниченный радиусом дренирования, приведен на рис. 1. В качестве примера в табл. 1 приведены параметры одной из таких моделей.

На модели изучалось распределение добычи нефти по лицензиям для различных ком-

Таблица 1.
Параметры ГДМ

Параметр	Ед. изм.	значение
Размер блока	м	20420
Радиус модели	м	400
Глубина	м	2000
Пористость	Д.ед	0,16
Проницаемость	мД	100
Толщина	М	20
Нач. давление	МПа	29,6
Нач. нефтенасыщенность	Д.ед	0,95
Давление насыщения	МПа	6,4
Газосодержание	м ³ /м ³	39
Плотность нефти	кг/м ³	832
Вязкость пластовой нефти	сП	2,289
Вязкость воды	сП	0,41
Сжимаемость пористости	1/МПа	1,45·10 ⁻⁴
Забойное давление	МПа	70
Входной дебит нефти	м ³ /сут	1000
Подвижные запасы нефти	тыс. м ³	1041

Параметр 1	Номер в названии варианта 1	Величина, мД	Параметр 2	Номер в названии варианта 2	Величина, м	Параметр 3	Номер в названии варианта 3	Величина, атм.
К (проницаемость)	1	100	L (расст. до лицензии)	1	40	Р (забойное)	1	70
	2	50		2	160		2	100
	3	20		3	300		3	140

Таблица 2.
Нумерация вариантов и варьируемые параметры

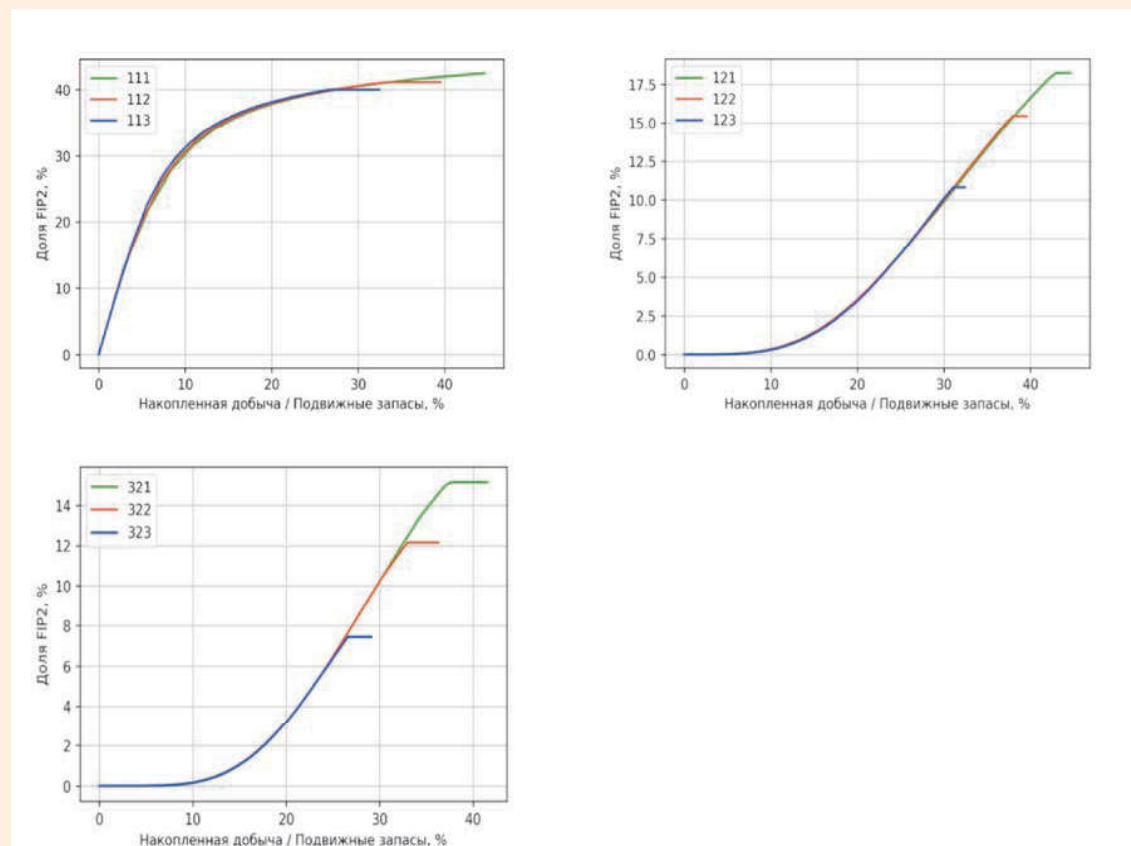
бинаций параметров: проницаемости пласта, расстояния от скважины до границ лицензии, забойное давление по скважинам. В **табл. 2** приведена схема нумерации вариантов. Для комбинации из трех варьируемых параметров и трех интервалов вариации было изучено 27 различных моделей.

Результаты гидродинамического моделирования

Для комплексного анализа полученных результатов строилась зависимость доли нефти, добываемой из соседнего лицензионного участка – доля FIP2 (отношение добычи нефти из ЛУ2 к общей добыче нефти), от отношения накопленной

добычи нефти к общим начальным подвижным запасам внутри радиуса дренирования. Предлагаемая характеристика полностью безразмерна и позволяет корректно проводить сравнение различных вариантов. Предложенную зависимость в дальнейшем будем называть «**характеристика разделения**». Результаты расчетов приведены на **рис. 2–4** и являются нетривиальными. Выяснилось, что такие параметры как проницаемость пласта и забойное давление влияют на общую накопленную добычу нефти, но не влияют на внешний вид «характеристики разделения», т.е. увеличение проницаемости или снижение забойного давления позволяет отобрать больше подвижных запасов до остановки скважины

Рис. 2.
Исследование № 1. Различные забойные давления при фиксированных значениях проницаемости пласта и расстояния до границ ЛУ



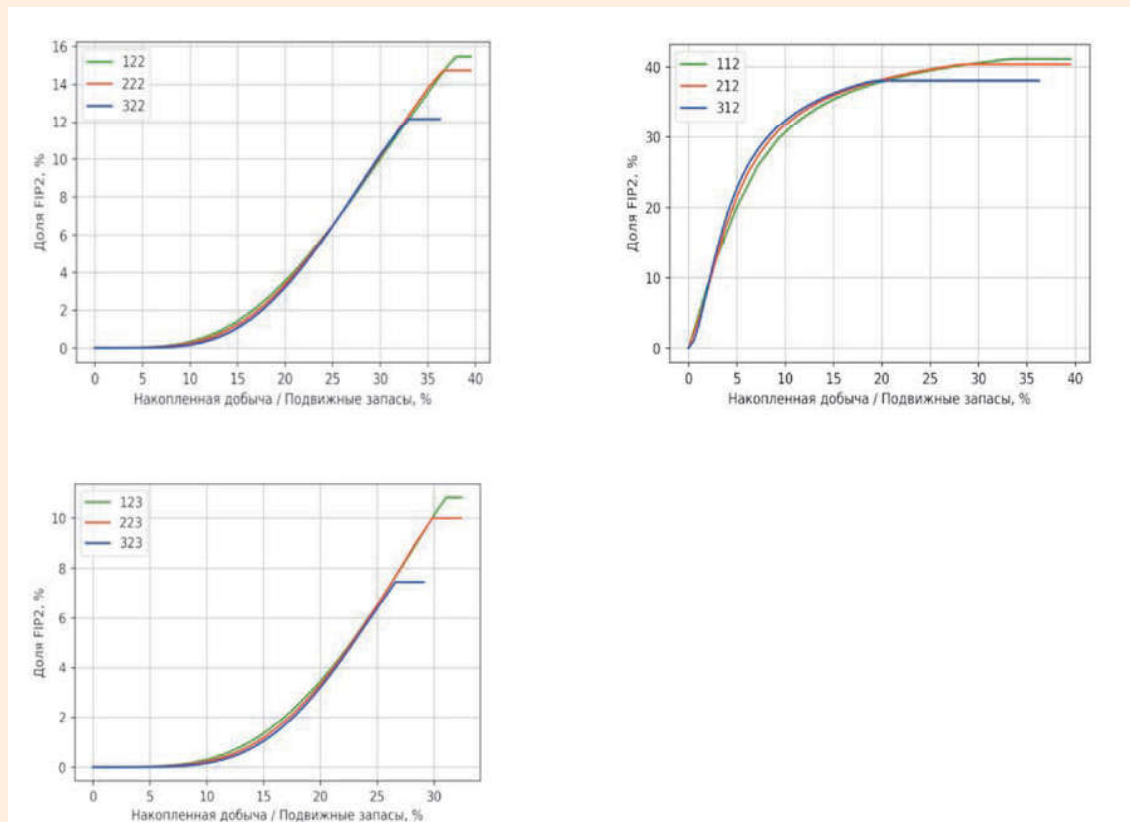


Рис. 3. Исследование № 2. Различные значения проницаемости пласта при фиксированных значениях забойных давлений и расстояний до границ ЛУ

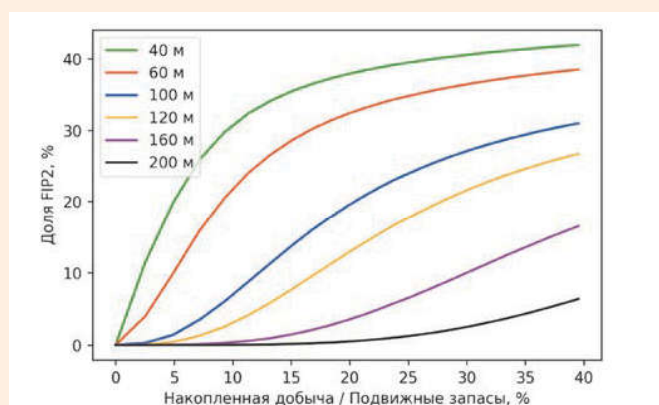
по ограничению дебита, но величина добычи делится в одинаковой пропорции для высоко- и низкопроницаемых пластов.

Совершенно другая картина возникает при вариации «геометрических» параметров. На **рис. 4** приведены «характеристики разделения» для различных вариаций расстояния от скважины до границы лицензии. В данных расчетах

не изменялись забойные давления и проницаемость.

Влияние активности законтурной области относится к «скоростным» параметрам. Наличие активной законтурной области (насыщенной водой) позволяет отобрать почти все извлекаемые запасы внутри зоны дренирования однородного пласта, но на «характеристику разделения» не влияет.

Рис. 4. Исследование № 3. Различные расстояния до границ ЛУ при фиксированных значениях проницаемости пласта и забойных давлений



Палетки для разделения добычи

Таким образом, было выяснено, что на «характеристику разделения» оказывают влияние только «геометрические» параметры: расстояние до лицензии и радиуса зоны дренирования. Итоговый вид палеток для разделения запасов представлен на **рис. 5**. Для четырех радиусов дренирования: 400 – 600 – 800 – 1000 м было рассчитано шесть вариантов расстояния до границ лицензии: 10 – 15 – 25 – 30 – 40 – 50% от радиуса дренирования.

Работать с подобными палетками можно по следующему алгоритму:

- 1 – определяем радиус дренирования по результатам ГДИ или как половину расстояния между скважинами проектной сетки скважин;
- 2 – определяем расстояние до лицензии;

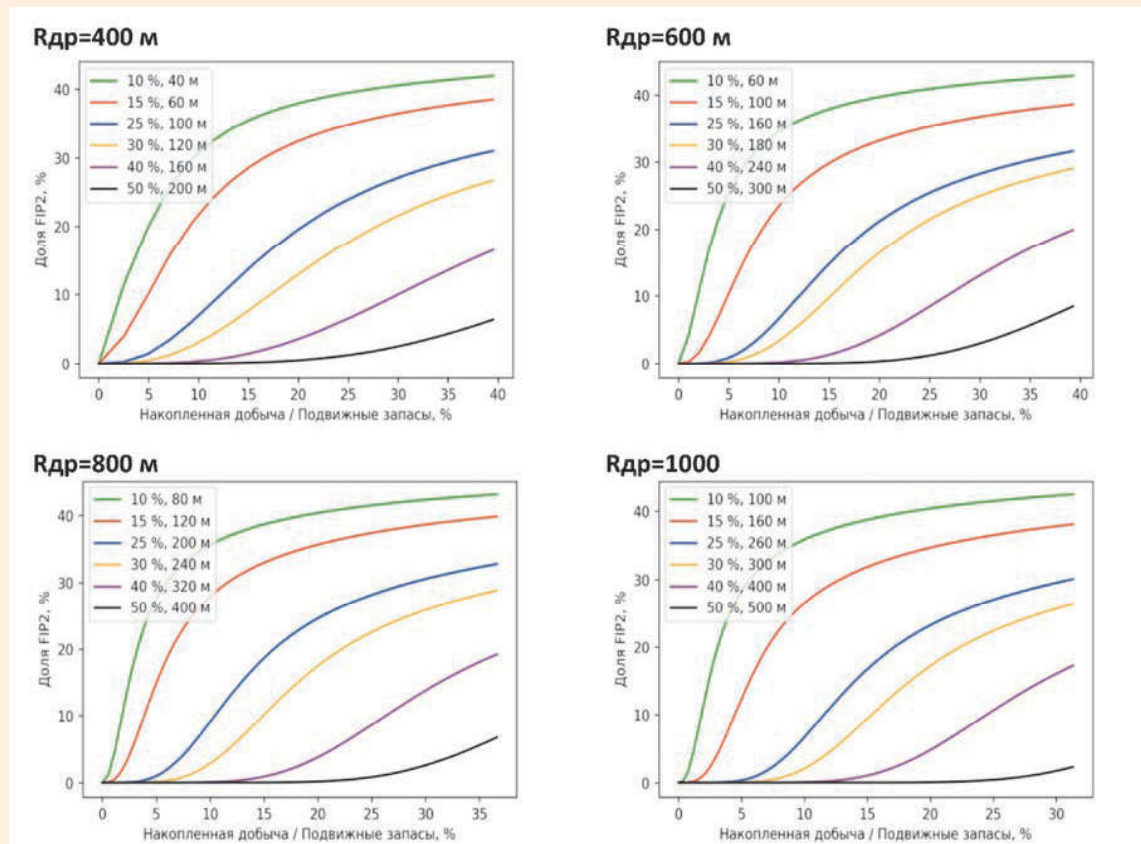
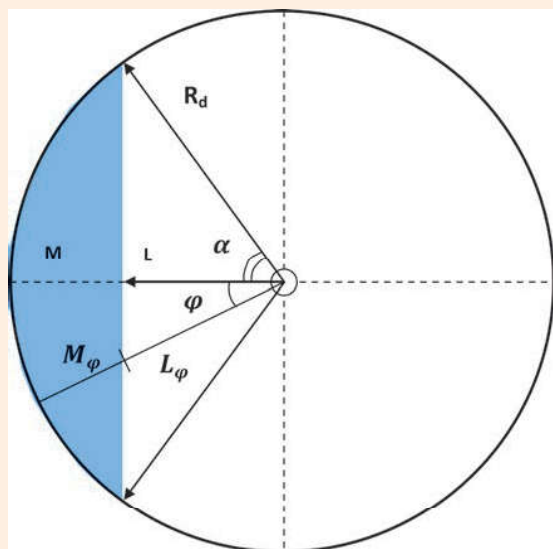


Рис. 5. Палетка для разделения добычи по лицензионным участкам для различных радиусов дренирования

- 3 – рассчитываем подвижные запасы внутри области дренирования по двумерной объемной модели подсчета запасов либо по трехмерной геологической модели;
- 4 – делим текущую накопленную добычу на начальные подвижные запасы;

Рис. 6. Схема задачи о разделении



- 5 – выбираем палетку для радиуса дренирования и соответствующее расстояние до лицензии.

Основываясь на указанных выше выводах о влиянии на «характеристику разделения» только «геометрических» параметров, можно также получить аналитическое решение для ее определения.

Аналитическое решение

Для решаемой задачи можно получить приближенное аналитическое решение.

Объёмный дебит представляет собой производную изменения объема от времени:

$$q = \frac{dV}{dt} \quad (1)$$

Используя формулу сжимаемости $s = 1/V(\partial V/\partial P)$, получаем выражение для дебита:

$$q = -cV \frac{dP}{dt} \quad (2)$$

Объем фильтруемого флюида зависит от радиуса дренирования – R_d , толщины пласта – h , пористости – m , и радиуса скважины – r_w : $\pi(R_d^2 - r_w^2)hm$, тогда, принимая s – за общую сжимаемость системы s_c , получим:

$$q = -c_r \pi \cdot (R_d^2 - r_w^2) \cdot hm \cdot \frac{dP}{dt} \quad (3)$$

Формула (4) показывает значение дебита в точке, где пробурена скважина, т.е. на расстоянии r_w от оси симметрии скважины – $q = -c_r \pi \cdot (R_d^2 - r_w^2) \cdot hm \cdot (dP/dt)$. Таким образом, видно, что значение дебита в любой точке на расстоянии r от оси симметрии будет убывать пропорционально квадрату расстояния до скважины.

На **рис. 6** приведено графическое представление задачи о разделении запасов с условными обозначениями. Расстояние от скважины до лицензии обозначим как L . Центральный угол сегмента круга с радиусом дренирования R_d в котором находится соседняя лицензия – 2α , расстояние от границы лицензии до радиуса дренирования обозначим как M . Для произвольного угла ϕ внутри центрального угла сегмента расстояние от скважины до соседней лицензии будет $L\phi$ и расстояние от лицензии до границы дренирования – $M\phi$.

Введем понятие $K\phi(t)$ как отношение накопленной добычи нефти в момент времени (t) из соседней лицензии (сегмента M) к суммарной накопленной добыче $Q(t)$:

$$K_\phi(t) = \frac{\int_0^t \int_{-\pi/2-2\alpha}^{\pi/2+2\alpha} \int_{L\phi}^{R_d} q_\phi dr d\phi dt}{Q(t)} \quad (4)$$

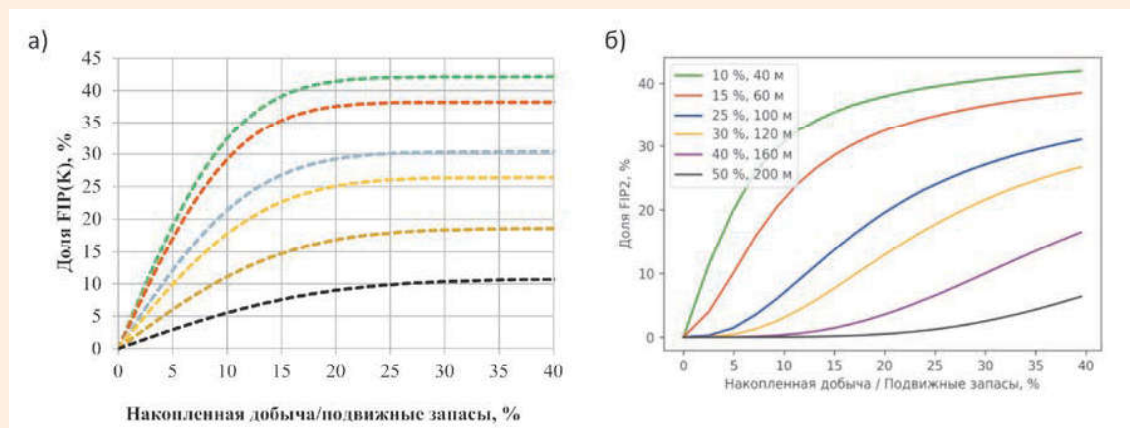
В формуле (4) предполагается, что накопленная добыча нефти из сегмента M равняется интегралу по времени дебита внутри сегмента $L_\phi = L/\cos(\phi)$. Подставляя из формулы (4) q_ϕ , где r_w заменим на расстояние от скважины до точки – r , p производную по давлению выразим известной формулой

$$\frac{dP}{dt} = \frac{k}{m\mu c_r} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right)$$

и, проинтегрировав выражение по расстоянию и углу, получим итоговое выражение для разделения дебита по лицензии.

Рис. 7.

Сравнение модельного (а) и аналитического решения (б) для $R_d = 400$ м



$$K_\phi(t) = \frac{\left(R_d - \frac{L \cdot \pi}{2}\right)}{2 \cdot R_d} \cdot \operatorname{erf} \left(\frac{\left(R_d - 3\pi L\right)}{R_d} \int_0^t \frac{q(t)}{Q_{max}} dt \right) \quad (5)$$

Интеграл по времени в уравнении (5) имеет смысл накопленной добычи в момент времени t . Представив извлекаемые запасы нефти в радиусе дренирования как максимальную накопленную добычу Q_{max} (добычу за бесконечное время), что справедливо для однородного изотропного пласта, получим окончательное аналитическое выражение для характеристики разделения:

$$K \left(\frac{Q(t)}{Q_m} \right) = \frac{\left(R_d - \frac{L \cdot \pi}{2}\right)}{2 \cdot R_d} \cdot \operatorname{erf} \left(\frac{\left(R_d - 3\pi L\right)}{R_d} \cdot \frac{Q(t)}{Q_m} \right) \quad (6)$$

В уравнении (6) введены достаточно сильные допущения:

- считается, что дебит нефти из лицензии M достигает скважины мгновенно, т.е. не учитывается нестационарность процесса;
- обводненность постоянна и не меняется во времени. Фазовые эффекты не учитываются;
- все свойства пласта однородны и изотропны.


На **рис. 7** приведено сравнение модельного (а) и аналитического решения (б) для $R_d = 400$ м. Как видим, из-за указанных выше ограничений для аналитического решения, а именно из-за первого допущения, хорошо описываются только небольшие расстояния от скважины до лицензии (< 25%) и конечные значения характеристики при больших отборах. Аналитическое решение подтверждает правильность выбора характеристики, но для практического применения желательно использовать палетки, приведенные на **рис. 5**.

Выводы

На основе проведенных с использованием гидродинамического моделирования исследований создана аналитическая методика поскважинного учета распределения добычи нефти между соседними лицензионными участками.

Создана оригинальная безразмерная «характеристика разделения», представляющая собой зависимость доли нефти из различных

лицензионных участков от отношения накопленной добычи к подвижным запасам.

Показано, что изучаемая характеристика в простых случаях не зависит от «скоростных» параметров: забойного давления, проницаемости, вязкости. Таким образом, для решения задачи о разделении продукции между ЛУ возможно использование как специально созданных палеток, так и расчетов по предлагаемой упрощенной аналитической формуле. 

Литература

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждена приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477). Доступно на: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70465054/> (обращение 10.03.2021).
2. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Утвержден и введен в действие Минтопэнерго России приказом № 67 от 10.03.2000. Доступно на: <https://minenergo.gov.ru/node/1575> (обращение 10.03.2021).
3. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья. Методика построения геолмоделей. ФБУ «ГКЗ» 02.02.2015. Доступно на: <http://gkz-rf.ru/uglevodorodnoe-syre> (обращение 10.03.2021).
4. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений». ч.2. Фильтрационные модели. М.: ВНИИОЭНГ. 2003. 164 с.

UDC 622.276

M.Yu. Danko, Deputy General Director for Science of Tyumen Oil and Gas Institute¹, danko@togi.ru

A.N. Shandryigin, Doctor of Technical Sciences, Deputy Director Moscow Branch of DeGolyer&MacNaughton, Shan.alex2010@dyandex.ru

Ya.L. Brilliant, junior researcher, Tyumen Oil and Gas Institute, ja.brilliant@mail.ru

A.V. Davydov, PhD, Head of the Department of Recoverable Reserves of the UVS – Chief Geologist of the State Commission on Mineral Reserves³, avdavydov@gkz-rf.ru

¹64 Gerzen str, "City-Center", 10–11 floors, Tyumen, 625000, Russia.

¹⁵th floor, 5 Bryanskaya str., Moscow, 121059, Russia.

³54 bldg. 1, Bolshaya Polyanka str., 19180, Moscow, Russia.

Methodology for Dividing Oil Production Between Licensed Areas

Abstract. This paper provides a methodology for differentiating oil volumes produced from regions with different licensing regimes. Designed monograms offer a systematic way of assessing the contribution from the adjacent region based upon calculations of hydrodynamic models for scenarios with the following parameters varied: the distance to the region, bottomhole pressure, permeability of the formation, aquifer strength etc. For a primitive system comprising a single production well and a homogenous reservoir we devised an analytical solution. The findings are characterised by a dimensionless relation between the ratio of the volumes produced from the chosen block to the overall amount extracted and the ratio of the total production to the recoverable reserves in the drainage area. The analysis revealed that the relation is independent of the 'dynamic' properties of the reservoir: the permeability of the medium, oil viscosity, bottomhole pressure; and is only responsive to changes in the distance to the licensing area and the drainage radius of the well.

Keywords: map of isobars, the development of oil fields, mathematical methods in the oil industry.

References

1. *Klassifikatsiya zapasov i resursov nefli i goriuchikh gazov (utverzhdena prikazom Minprirody Rossii ot 01.11.2013 № 477)* [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases (approved by order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated 01.11.2013 No. 477)]. Available at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70465054/> (accessed 10 March 2021).
2. *RD 153-39.0-047-00. Reglament po sozdaniyu postoianno deistvuiushchikh geologo-tekhnologicheskikh modelei neftiyankh i gazoneftiyanikh mestorozhdenii. Utverzhden i vveden v deistvie Mintopenergo Rossii prikazom № 67 ot 10.03.2000* [RD 153-39.0-047-00. Regulations for the creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields. Approved and put into effect by the Ministry of Fuel and Energy of Russia by Order No. 67 dated 10.03.2000]. Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/1575> (accessed 10 March 2021).
3. *Rekomendatsii k metodike postroeniia geologicheskikh modelei pri podschete zapasov uglevodorodnogo syr'ia. Metodika postroeniia geolmodelei. FBU «GKZ» 02.02.2015* [Recommendations for the methodology for constructing geological models when calculating hydrocarbon reserves. Geolmodels construction technique. FBU "GKZ" 02.02.2015]. Available at: <http://gkz-rf.ru/uglevodorodnoe-syre> (accessed 10 March 2021).
4. *Metodicheskie ukazaniia po sozdaniyu postoianno deistvuiushchikh geologo-tekhnologicheskikh modelei neftiyankh i gazoneftiyanikh mestorozhdenii». ch.2. Fil'tratsionnye modeli* [Guidelines for the creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields. " Part 2. Filtration models]. Moscow, VNIIOENG, 2003, 164 p.