

Министерство природных ресурсов и экологии Российской  
Федерации

Федеральное агентство по недропользованию  
Федеральное государственное унитарное предприятие  
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»  
(ФГУП «ВНИГНИ»)



**2021**  
**НЕДРА**

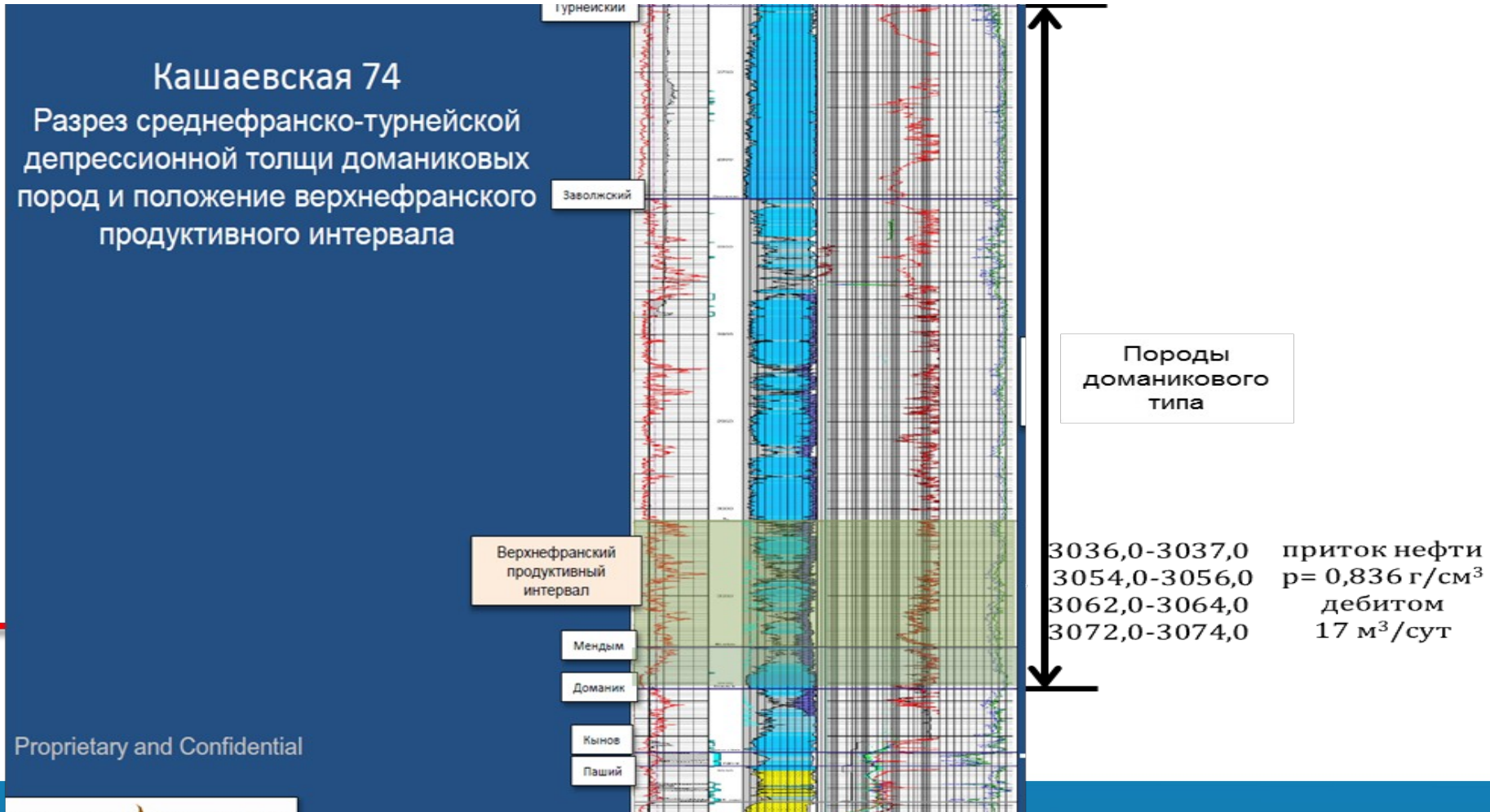
Изучение. Разведка. Добыча.

## Проблемы подсчета запасов нефти в отложениях доманикового типа

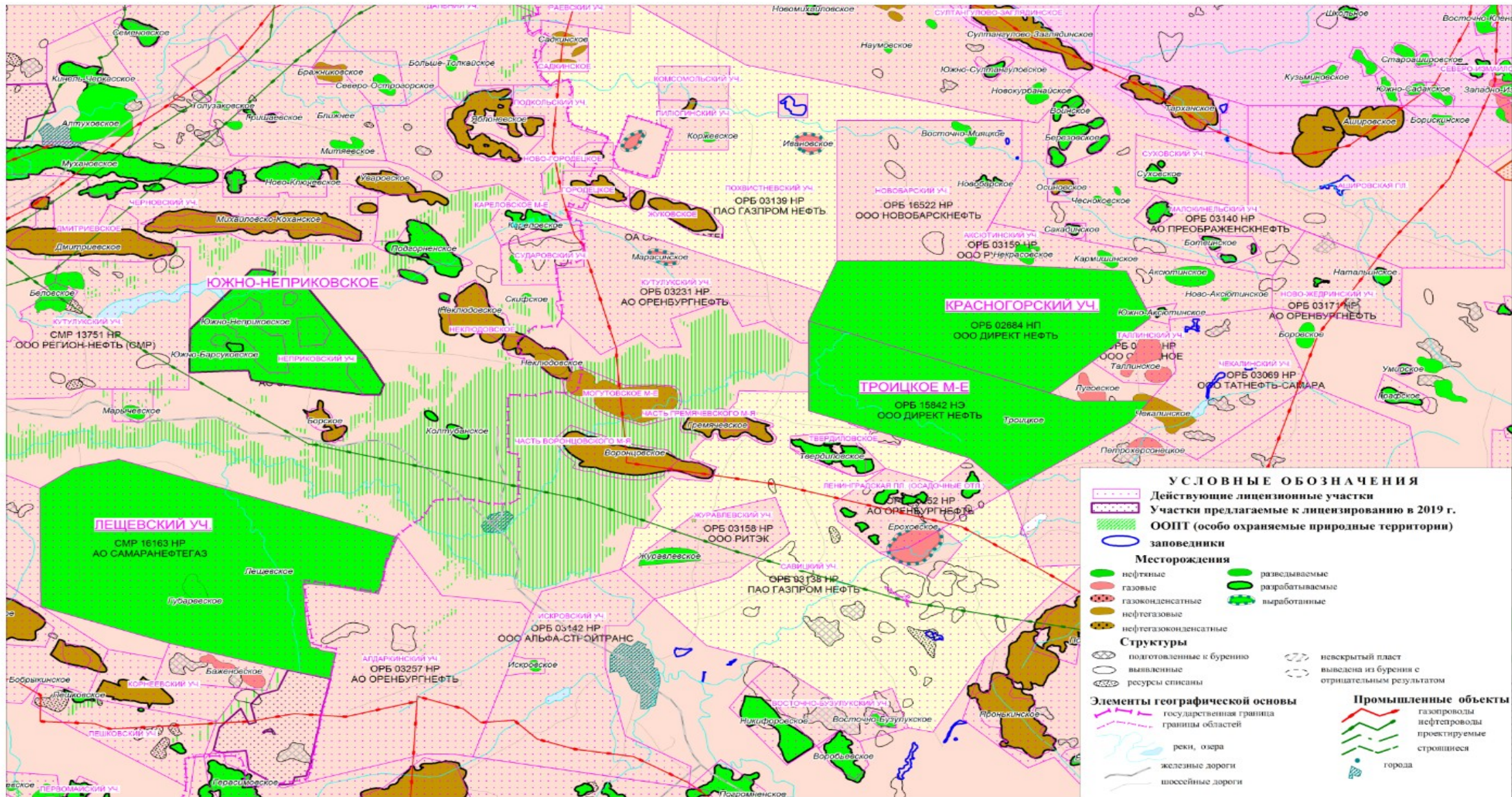
Докладчик: В.И. Пороскун



**Отложения доманикового типа** – карбонатные, карбонатно-кремнистые, глинисто-карбонатные, кремнистые породы и сапропелиты, содержащие органическое вещество сапропелевого типа в количестве более 0,5%.











## ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ ДОМАНИКОВОГО ТИПА

- Отложения доманикового типа традиционно рассматривались как нефтематеринские породы, но они являются нетрадиционными резервуарами, содержащими промышленные скопления нефти.
- Эти резервуары обладают очень низкими коллекторскими свойствами; проницаемость измеряется величинами от тысячных долей до 0,1-0,5 миллидарси, а пористость обычно колеблется от 1 до 6-8%, с отдельными прослоями традиционных коллекторов
- Коллектора нефти гидродинамически не связаны и характеризуются повышенными пластовыми давлениями.
- Залежи нефти не имеют подошвенных вод и не имеют водонефтяных контактов.
- Каждая залежь распространена непрерывно по латерали резервуара и ограничена только фациальным замещением коллекторов породами с более низкими ФЕС.
- Промышленные притоки нефти из нетрадиционных коллекторов получают после проведения гидроразрыва с закреплением трещин пропантом,

- **В 2017-2018 годы компанией «Директ Нефть» после проведения 30-ти стадийного ГРП в скважине 171 был получен приток нефти 70 куб. м. в сутки.**
- **В 2019 г. компанией «Директ Нефть» на Красногорском месторождении (смежном с Троицким месторождением) в отложениях доманикового типа (верхнефранского и фаменского возраста) были открыты еще две залежи нефти. В скважине первооткрывательнице Красногорская-76 после проведения 50-ти стадийного ГРП был получен приток нефти 130 куб. м. в сутки.**



## ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ ЗАЛЕЖЕЙ В ОТЛОЖЕНИЯХ ДОМАНИКОВОГО ТИПА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

- ,
- где – геологические запасы нефти, тыс. т,
- $S$  – площадь залежи или части залежи, тыс. м<sup>2</sup>,
- $h_{\text{эф.н.}}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина, м,
- $K_{\text{п}}$  – коэффициент пористости (пустотности), д.ед.,
- $K_{\text{н}}$  – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.,
- $\theta$  – пересчетный коэффициент, д. ед.,
- $\rho$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>,
- КИН** – коэффициент извлечения нефти, д. ед.

# «Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях»

28 февраля 2017 г. были утверждены

Утверждены Методическим Советом по геологоразведочным работам на нефть и газ при  
Федеральном агентстве по недропользованию

Генеральный директор ФБУ «ГКЗ»

И.В. Шпуров

2017 г.

## ПРОТОКОЛ

Заседания секции углеводородного сырья  
Экспертно-технического совета Федерального бюджетного учреждения  
«Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»

г. Москва

19 июля 2017 г.



# АЛГОРИТМ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ДОМАНИКОВОГО ТИПА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

## **Эффективные толщины**

- выделяются в базовых скважинах в качестве нефтенасыщенные по данным ГТИ и ГИС интервалы.
- Обязательный комплекс исследований базовых скважин должен включать ГТИ и (или) специальный комплекс ядерно-физических методов (ЯФМ).
- В скважинах, где таких исследований нет, эффективные толщины выделяются по соотношению эффективных и общих толщин в базовых скважинах.

**Коэффициент пористости** - определяется по данным ЯФМ или, менее точно, по НК и ГГК.

**Коэффициент нефтенасыщенности** - принимается равным 0.9.

**Коэффициент извлечения** - нефти принимается равным 0.03.

## **Граница категорий запасов**

- $C_1$  (B1) проводится на расстоянии 1 км от вертикальной (субвертикальной) скважины, в которой при испытании получен промышленный приток нефти.
- $C_2$  (B2) выделяются в границах распространения доманиковых отложений; если лицензионный участок целиком расположен в этих границах, то запасы категории  $C_2$  (B2) выделяются до границ лицензионного участка.





## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

Для традиционных коллекторов коэффициент нефтенасыщенности определяется стандартными методами.

Для нетрадиционных коллекторов рекомендуется при подсчете запасов условно принимались значения  $K_n$  равное 0,9.



## КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

- На разрабатываемым залежам извлекаемые запасы и величина КИН должны приниматься в соответствии с проектными технологическими документами на разработку
- Для разведываемых залежей нефти в в отложениях доманикового типа в случае отсутствия надежных аналогов и при условии применения технологии множественного гидравлического разрыва пласта величину КИН рекомендуется принимать условно равной 3-5%.



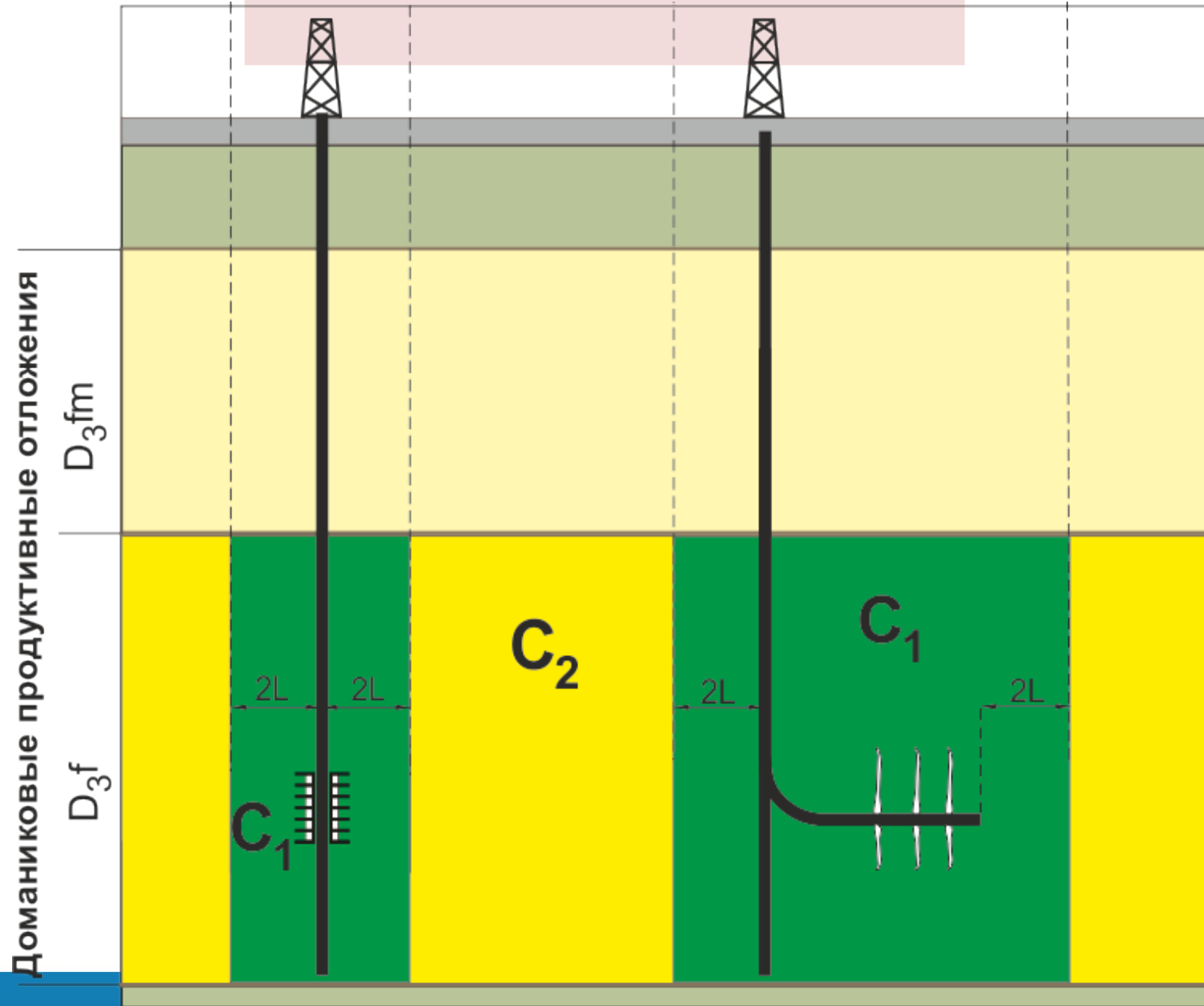
**КИН ПО ДЕВОНСКИМ ЗАЛЕЖАМ «СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ»  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ США  
(ПО ДАННЫМ US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA))**

<b>Basin</b>	<b>Formation/Play</b>	<b>Age</b>	<b>Oil In-Place (MBbls/ Mi<sup>2</sup>)</b>	<b>Oil Recovery (MBbls/Mi<sup>2</sup>)</b>	<b>Oil Recovery Efficiency (%)</b>
<b>Williston</b>	Bakken ND Core	Mississippian- Devonian	12.25	1.03	8.4%
	Bakken ND Ext.	Mississippian- Devonian	9.60	736	7.7%
	Three Forks ND	Devonian	9.86	810	8.2%
<b>Anadarko</b>	Cana Woodford - Oil	Upper Devonian	11.41	964	8.4%
				Среднее	8.2%

**По данным SPEE КИН нетрадиционных коллекторов изменяется от 2 до 8%**



# КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ





**СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!**

