



МГРИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ



Международная
научно-практическая
конференция
**Инновационные
решения в геологии и
разработке ТРИЗ**
17-18 ноября 2022
Москва

Запасы недонасыщенных нефтью коллекторов в номинации трудноизвлекаемых: проблемы и решения

Докладчик:

д.т.н., профессор, акад. РАЕН

Шахвердиев А. Х.



Шахвердиев А. Х.

д.т.н.

Заведующий кафедрой «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»
ГОУ ВПО Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе.

Арефьев С. В.

к.г.-м.н.

Заместитель генерального директора по разработке месторождений - главный геолог
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Ильязов Р. Р.

Соискатель

ГОУ ВПО Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе.

Поздышев А. С.

Генеральный директор
ООО «ГЕОНОМ».



МГРИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ



ЛУКОЙЛ



GEONOME



НЕОБХОДИМЫЕ РЕШЕНИЯ:

- создание классификации высокообводненных скважин на основе разделения по признаку высокой обводненности продукции скважин при различной выработки запасов нефти.
- установление принципа отнесения продукции высокообводненных скважин разрабатывающих недонасыщенные нефтью коллектора к категории нерентабельных трудноизвлекаемых запасов нефти.
- разработка практических рекомендаций по инновационным технологиям повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, адаптированных к условиям недонасыщенных нефтью коллекторов.
- предоставление налоговой льготы для нерентабельных запасов высокообводненных скважин, разрабатывающих недонасыщенные нефтью неоднородные коллектора.



Первая
группа

Высокообводненные скважины с высоким уровнем отбора нефти на поздней стадии

Вторая
группа

Высокообводненные скважины с технологическими нарушениями на любой стадии

Третья
группа

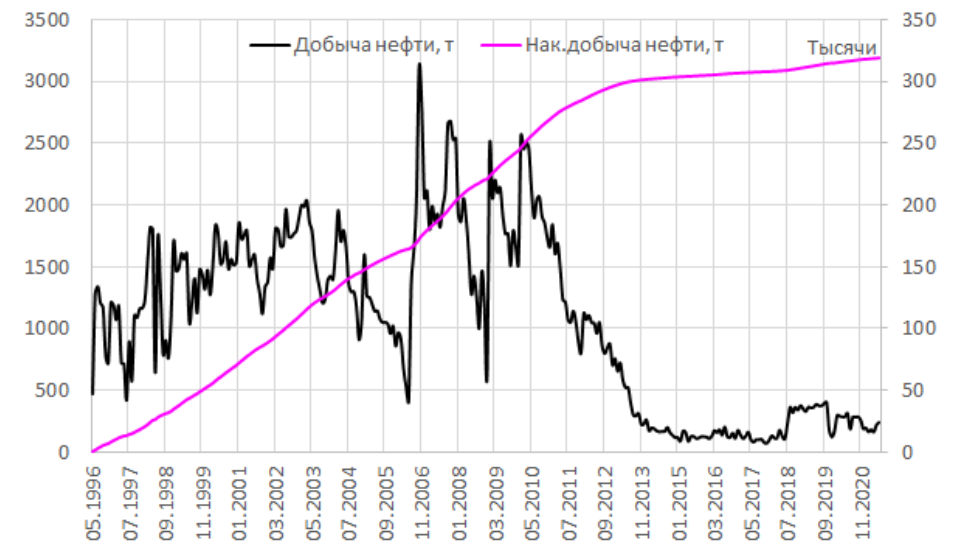
Скважины с высокой стартовой неснижаемой обводненностью недоносущих коллекторов



Первая группа

Скважины, высокая обводненность которых, достигнута постепенно, без преждевременного прорыва воды, которые имеют потенциальную возможность достигнут проектную выработку рентабельных извлекаемых запасов и соответствуют стадии разработки. Скважины, эксплуатируемые в условиях с благоприятными геологическими, физическими и технологическими параметрами и высокими показателями по отбору рентабельных извлекаемых запасов нефти, не могут относиться к категории трудноизвлекаемых запасов, по признаку высокой обводненности продукции скважин даже на поздней стадии разработки месторождения.

Сравнение технологических показателей скважин при рентабельной добыче нефти



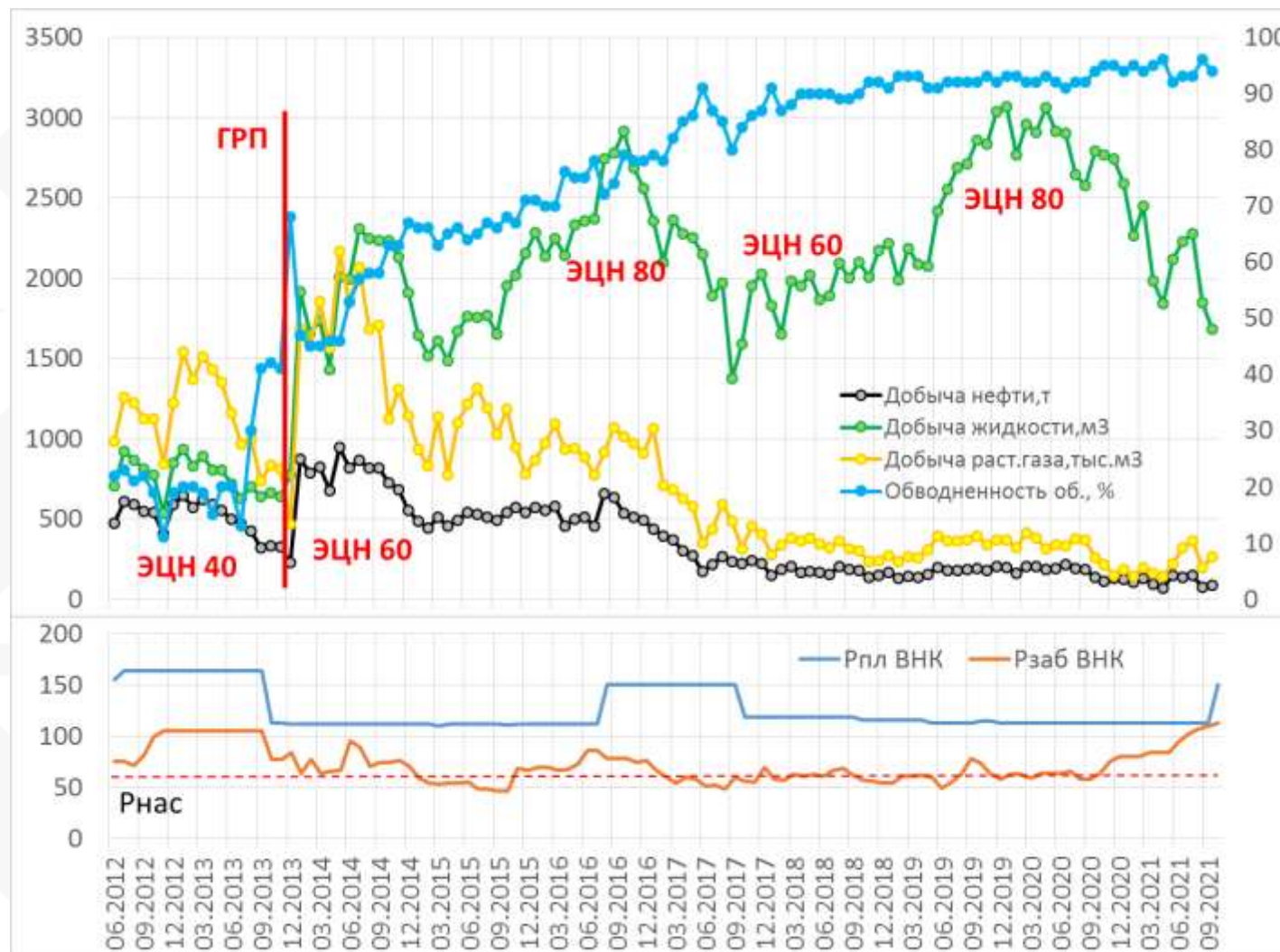


Вторая группа

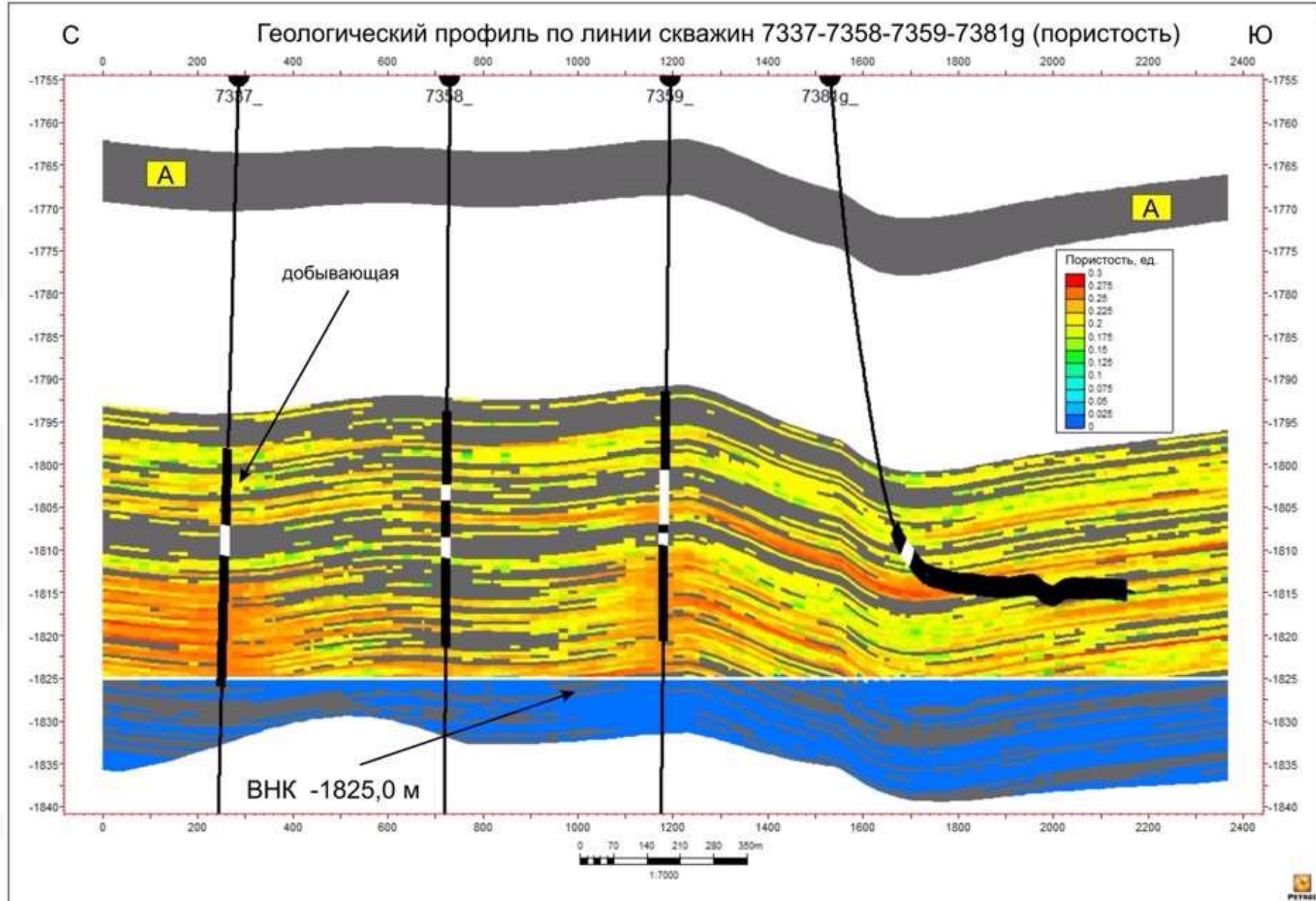
Скважины разрабатывающие рентабельные традиционные запасы, но преждевременно достигшие высокой обводненности продукции и при низких значениях проектных показателей, из-за нарушения:

- правил разработки и эксплуатации;
 - требований проектного документа;
 - принятия ошибочного решения в условиях недостаточности, неопределенности и неточности информации, используемой в проектом документе и повседневной практической работе.
- Рентабельная добыча остаточных запасов нефти в условиях допущенных нарушений становится трудной и затратной задачей для недропользователя. Включать вторую группу высокообводненных скважин в перечень нерентабельных трудноизвлекаемых запасов, подпадающих под налоговые льготы, неправомерно.

Скважина с прорывом газа и воды



СКВАЖИНА	Q нач. изв, т	Qн, т	Qв, т	T, сут	Нач. %воды	ВНФ=Qв/Qн
007	80 000	41 681.5	172 361.5	6630.5	22.2	4.1





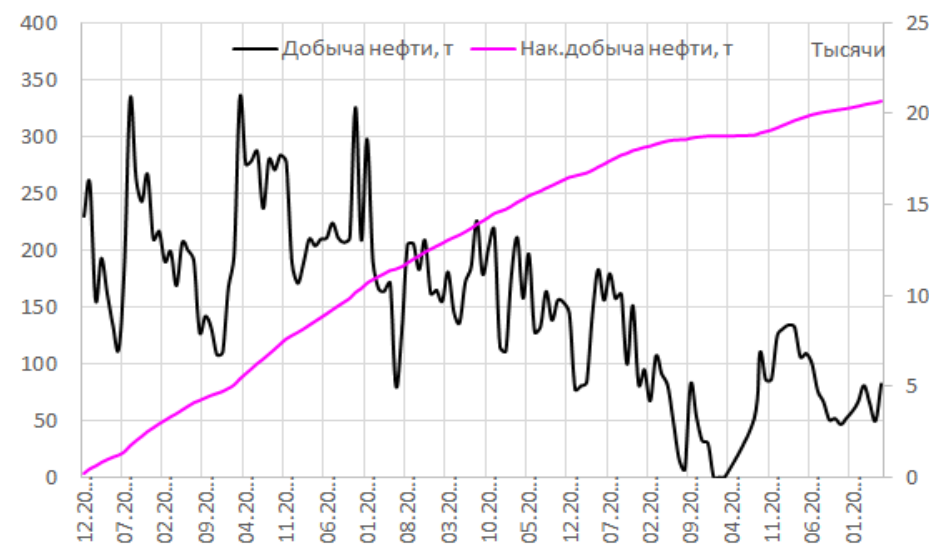
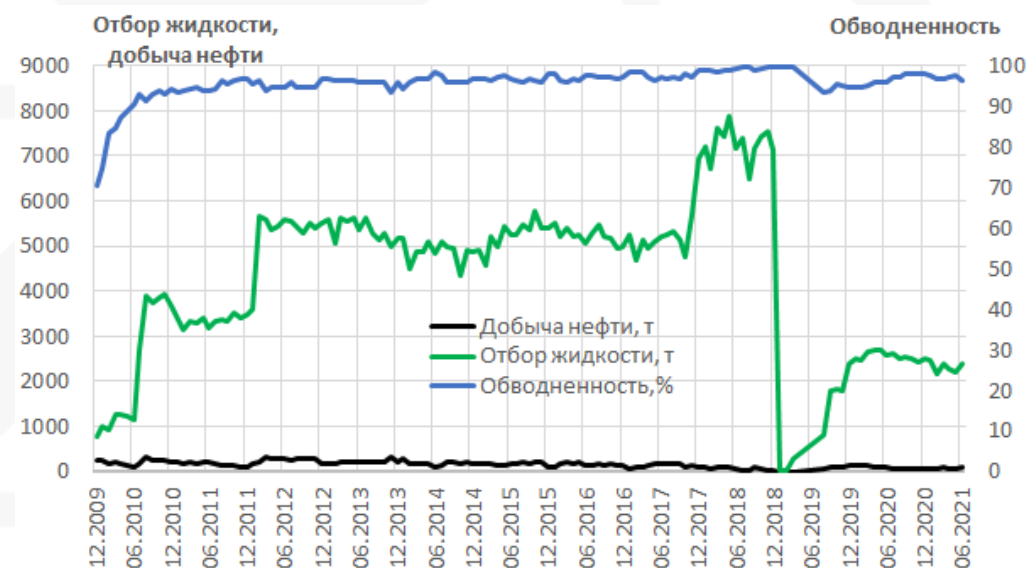
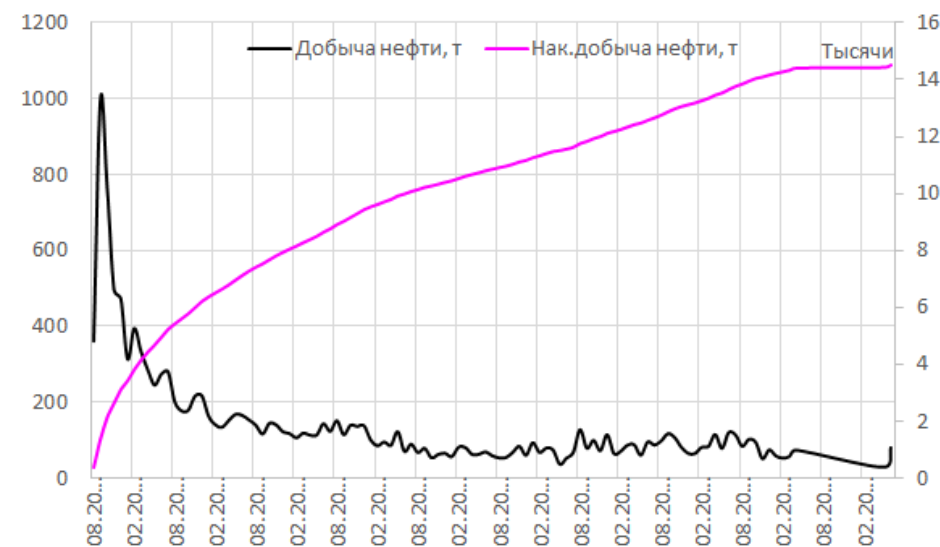
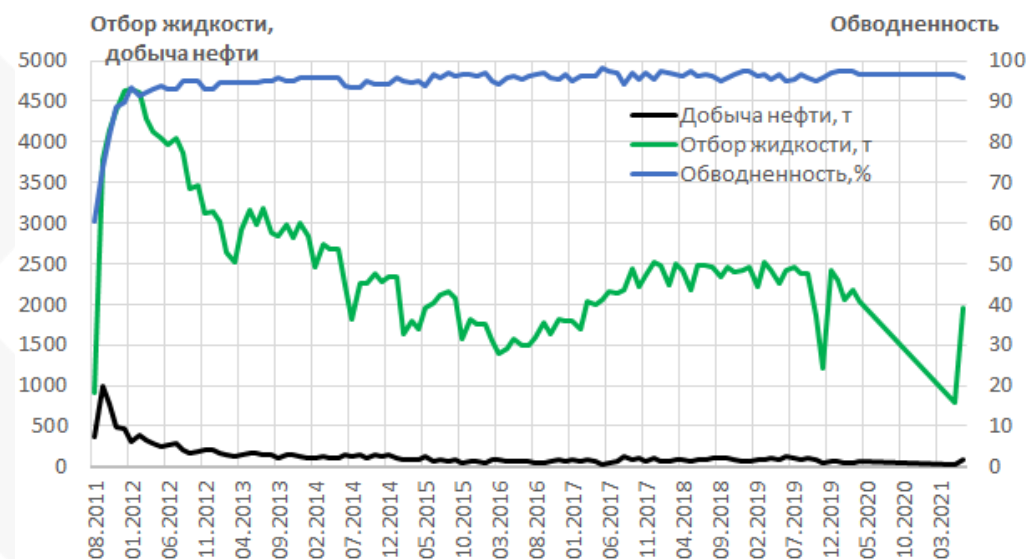
Третья группа

Скважины, которые не имеют безводный период добычи нефти, имеют стартовую, начальную очень высокую и не снижающуюся обводненность и как правила, представляют неоднородные, недонасыщенные нефтью пласты. В этой группе скважин, разрабатывающих нерентабельные ТРИЗ недонасыщенных нефтью залежей, обременённых высокой стартовой обводненностью не удастся эффективно снизить обводненность с помощью всевозможных водоизолирующих, водоотклоняющих технологий и прочих ремонтно-изоляционных работ.

Запасы, разрабатываемые третьей группой высокообводненных скважин рекомендуется признать нерентабельными ТРИЗ и включить в перечень объектов, подпадающих под налоговые льготы. Требуется совершенствовать:

- методику лабораторных и промысловых исследований;
- актуализировать методов физического и математического моделирования;
- создать арсенал инновационных технологий ПНП и ИДН высокообводненных ТРИЗ недонасыщенных нефтью коллекторов.

Сравнение технологических показателей скважин с нерентабельными ТРИЗ недонасыщенных нефтью коллекторов



Сравнение технологических показателей скважин с нерентабельными ТРИЗ недонасыщенных нефтью коллекторов



Показатель разработки	Нефть, т	Вода, м3
Накопленные показатели разработки скважины 7708Г	9 888	464 743
Геологические запасы приходящиеся на скважину 7708Г при площади дренирования 200 тыс.м2 (расчет произведен по РИГИС скважины 7708Е, Кв=1-Кн)	151 944	297 004



Показатель разработки	Нефть, т	Вода, м3
Накопленные показатели разработки скважины 7709Г	14 386	246 457
Геологические запасы приходящиеся на скважину 7709Г при площади дренирования 200 тыс.м2 (расчет произведен по РИГИС скважины 7709Е, Кв=1-Кн)	198 975	341 182

ф	СКВАЖИНА	Q _o	Q _w	T	Нзф	Уд_нефть	Уд_вода	Уд_жидк
3	07708Г	9 792	456 382	2759	4.9	0.43	6.02	4.73
3	07709Г	14 386	246 457	3106	3.5	0.78	4.04	3.29



ZONE	TOP	BASE	ATOP	ABASE	ZH	KP	KPR	KGL	KV	KVO	KNG	LIT	XN	COMMEN
22	2071.6	2075.6	1810.01	1812.77	4	19.2	2.96				33.4	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2076.4	2078.6	1813.33	1814.84	2.2	20.8	9.8				37.8	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2078.6	2079.6	1814.84	1815.53	1	22.7	41.8				44.5	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2079.6	2081.4	1815.53	1816.76	1.8	24.6	175				45.3	ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2081.4	2082.8	1816.76	1817.71	1.4	20	5.1				44.1	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2083.4	2084.2	1818.13	1818.68	0.8	22.7	40.4				45.4	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2085.8	2086.6	1819.76	1820.31	0.8	18.2	1.38				36.8	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
2	2089.4	2090.4	1822.23	1822.92	1	22.1	25.2				46.5	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	GK,NKTB,VIKIZ
2	2090.8	2091.6	1823.19	1823.74	0.8	23.5	77.5				43.4	ПЕСЧАНИК СКРЦ.	Нефть+вода	GK,NKTB,VIKIZ
2	2092.4	2093.6	1824.29	1825.11	1.2	25.7	403				43.5	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	GK,NKTB,VIKIZ
2	2094.4	2096.6	1825.67	1827.18	2.2	26.3	613					ПЕСЧАНИК	Вода	GK,NKTB,VIKIZ
2	2096.6	2098.4	1827.18	1828.43	1.8	17.4	0.75					АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Вода	GK,NKTB,VIKIZ
2	2098.4	2099.8	1828.43	1829.38	1.4	21.2	12.8					ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Вода	GK,NKTB,VIKIZ
2	2099.8	2101.2	1829.38	1830.35	1.4	20.1	5.93					ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Вода	GK,NKTB,VIKIZ
2	2101.2	2102	1830.35	1830.9	0.8	22.7	41.8					ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Вода	GK,NKTB,VIKIZ
2	2102.6	2105	1831.31	1832.95	2.4	18.6	1.85					АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Вода	GK,NKTB,VIKIZ
2	2105	2108.6	1832.95	1835.41	3.6	19.7	4.26					ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Вода	GK,NKTB,VIKIZ

Фрагмент РИГИС горизонтальной скважины



ZONE	TOP	BASE	ATOP	ABASE	ZH	KP	KPR	KGL	KV	KVO	KNG	LIT	XN	COMMEN
22	2047.4	2049.2	1811.12	1811.38	1.8	17.98	1.15				39.79	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2049.2	2051.6	1811.38	1811.73	2.4	18.1	1.25				39.27	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2053.2	2056	1811.96	1812.37	2.8	21.3	14.21				43.05	ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2056	2058.8	1812.37	1812.74	2.8	19.83	4.65				40.44	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2058.8	2061.4	1812.74	1813.06	2.6	19.31	3.15				38.63	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2061.4	2064	1813.06	1813.34	2.6	21.44	15.83				45.29	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2064	2066.4	1813.34	1813.58	2.4	20.92	10.7				41	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2066.4	2076	1813.58	1814.31	9.6	20.34	6.88				41.35	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2081	2083	1814.57	1814.66	2	19.83	4.66				39.64	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2098	2103	1815.12	1815.3	5	17.77	0.97				39.41	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2113.8	2117.2	1815.46	1815.46	3.4	20.86	10.19				45.5	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2119	2125	1815.44	1815.43	6	20.09	5.67				40.15	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2126.8	2131.2	1815.44	1815.5	4.4	16.03	0.26				33.33	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ

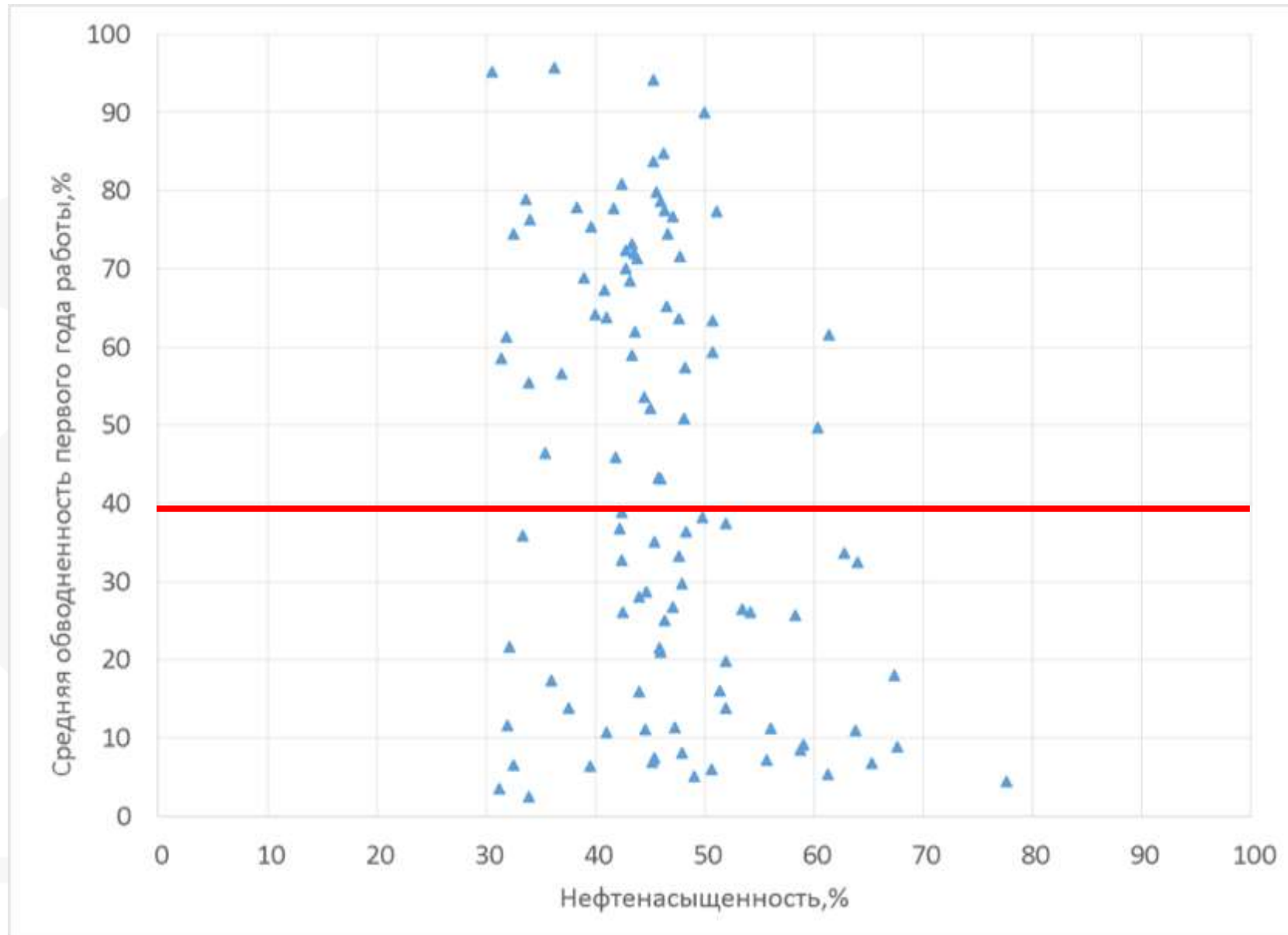
22	2371.2	2375.4	1815.38	1815.39	4.2	14.78	0.1				33.68	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2375.4	2388.6	1815.39	1815.25	13.2	17.06	0.57				34.55	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2392.6	2401.4	1815.25	1815.22	8.8	16.93	0.52				31.77	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2401.4	2404	1815.22	1815.19	2.6	17.44	0.76				36.35	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2457	2459	1814.44	1814.39	2	16.61	0.4				32.13	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2468.2	2477.4	1814.21	1814.08	9.2	18.22	1.37				38.04	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2479	2487.8	1814.06	1813.95	8.8	19.05	2.58				35.64	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2489.2	2492	1813.94	1813.9	2.8	18.15	1.31				30.73	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2493.4	2502.8	1813.88	1813.79	9.4	19.25	3				37	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2503.8	2506.4	1813.78	1813.75	2.6	18.93	2.35				37.84	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2509.4	2511.8	1813.71	1813.68	2.4	19.76	4.44				36.04	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2512.8	2515	1813.66	1813.61	2.2	19.12	2.72				36.3	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2517.6	2522.8	1813.55	1813.41	5.2	18.35	1.51				32.23	АЛЕВРИТОВЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2526.6	2527.6	1813.35	1813.35	1	21.41	15.47				39.3	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ
22	2528.2	2530	1813.34	1813.33	1.8	21.5	16.62				39.19	ГЛИНИСТЫЙ ПЕСЧАНИК	Нефть	GK,NKTB,VIKIZ

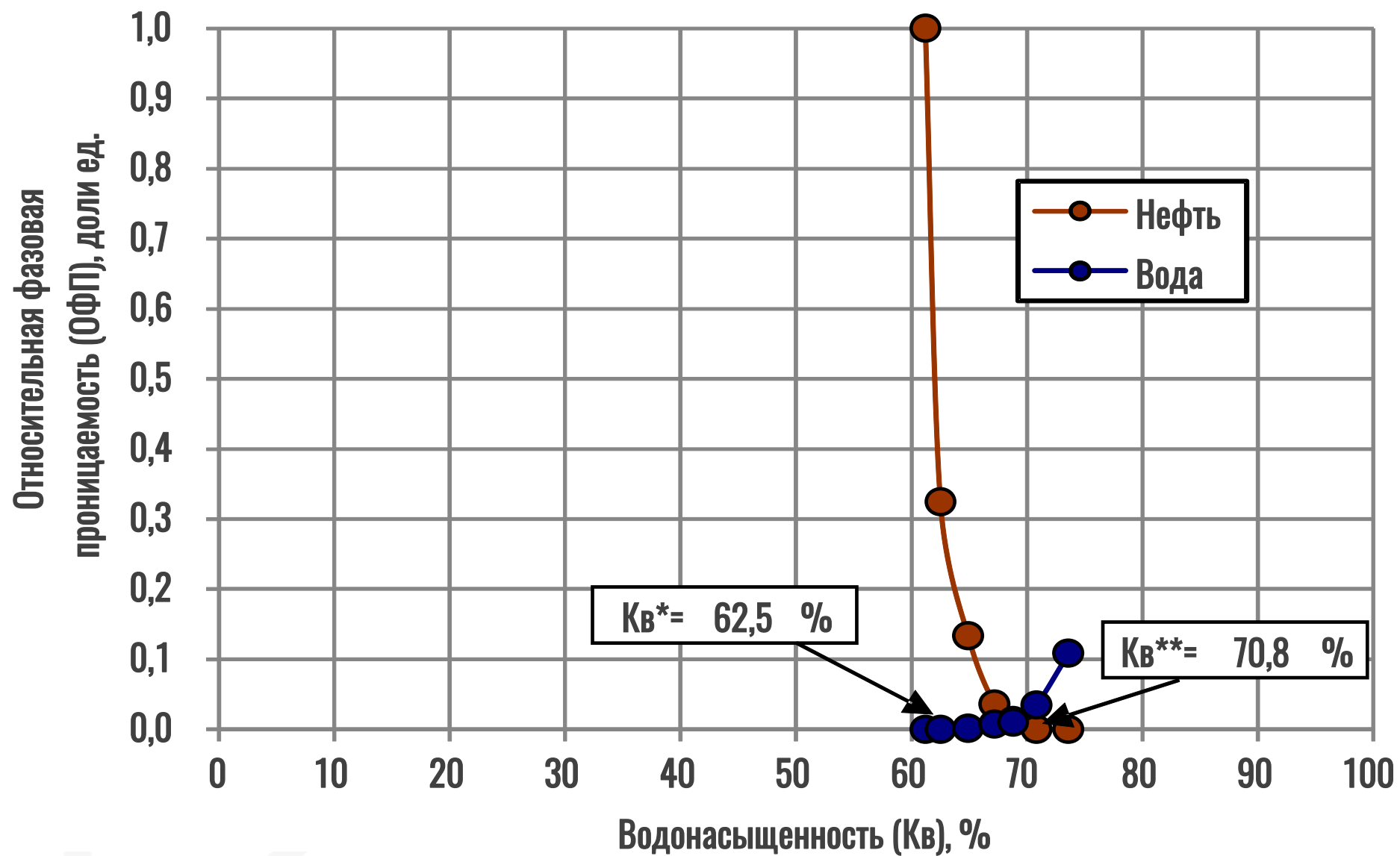
Фрагмент РИГИС наклонной скважины



ZONE	TOP	BASE	ZH	KP	KPR	KGL	KNG	LIT	XN	COMMEN
203	2957.3	2958	0.7	19.5		22	7.3	ПЕСЧАНИК	Вода	Kг=27.00
203	2958	2958.7	0.7	18.8		10.3	40.4	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг=10.30
203	2958.7	2960.9	2.2	17.2		7.5	36	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг=10.10
203	2960.9	2961.6	0.7	14.8		6.9	14.8	ПЕСЧАНИК	Вода	Kг= 7.80
203	2961.6	2962.5	0.9	19		16.6	42.7	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг= 2.80
203	2962.5	2963.2	0.7	17.4		20.2	20.1	ПЕСЧАНИК	Вода	Kг= 3.30
203	2963.2	2964.1	0.9	19.5		11.7	44.4	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг= 6.00
203	2964.1	2966.4	2.3	17.1		9.3	29.6	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг=10.00
203	2966.4	2966.9	0.5	15.5		9.3	18	ПЕСЧАНИК	Вода	Kг= 7.50
203	2966.9	2968.1	1.2	16.6		9.8	24.7	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг= 9.30
203	2968.1	2968.8	0.7	19.6		9.4	47.3	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг= 4.20
203	2968.8	2971	2.2	17.3		15.2	26.8	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг= 5.90
203	2971.7	2972.7	1	21.3		36.3	13.1	ПЕСЧАНИК	Вода	Kг= 6.10
203	2972.7	2973.6	0.9	21.1		21.8	29.1	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг= 6.70
203	2974.9	2976	1.1	10.7		6.2	3.8	ПЕСЧАНИК	Вода	Kг= 2.00
203	2976	2976.4	0.4	20.5		23.9	42	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг= 2.00
203	2977.5	2978	0.5	15.8		23.8	14.1	ПЕСЧАНИК	Вода	Kг= 1.70
203	2978	2978.5	0.5	20.4		13.5	46	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг= 4.10
203	2978.5	2980.9	2.4	18.6		14.7	32.2	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг= 9.50
203	2980.9	2981.5	0.6	19.5		9.6	43	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг=10.40
203	2981.5	2982.4	0.9	18.5		9.3	35.9	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг=12.00
203	2982.4	2984.9	2.5	18.7		9.4	41.5	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг=10.20
203	2984.9	2985.6	0.7	17.9		10.1	36	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг=10.40
203	2985.6	2986.6	1	21.4		13.2	42.9	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг= 3.10
203	2986.6	2987.5	0.9	20.4		14.6	36.2	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг= 7.00
203	2987.5	2988.7	1.2	19.1		8.6	45.6	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг= 8.40
203	2988.7	2989.3	0.6	16		2.9	35	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг=10.20
203	2989.3	2990.4	1.1	20		8.6	47.5	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг= 7.60
203	2990.4	2991.5	1.1	19.6		13.4	31.4	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг=14.00
203	2991.5	2992.9	1.4	21.6		11.5	43.2	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг=14.30
203	2992.9	2994.8	1.9	21.4		22.5	35.7	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг= 5.20
203	2999.1	3000.5	1.4	16.9		24.9	8.6	ПЕСЧАНИК	Вода	Kг= 0.70
203	3001.4	3002.8	1.4	18.6		39.1	13.2	ПЕСЧАНИК	Вода	Kг= 0.10
203	3002.8	3003.7	0.9	20.7		30.4	27.3	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг= 2.00
203	3027.2	3028.5	1.3	14.5		18.4	12	ПЕСЧАНИК	Вода	Kг= 0.60
203	3029	3029.6	0.6	15.7		23	7.7	ПЕСЧАНИК	Вода	Kг= 2.50
203	3029.6	3030.3	0.7	20.4		16.5	48.4	ПЕСЧАНИК	Нефть	Kг= 2.80
203	3030.3	3031.3	1	20		37.9	24.9	ПЕСЧАНИК	Нефть+вода	Kг= 0.50

Начальная обводненность скважин расположенных на недонасыщенной нефти залежи







- Преимущественно для этой группы скважин предполагается, что нефть и вода фильтруется самостоятельно по разным слоям с незначительным образованием или без образования переходной зоны с традиционным фронтом, поршневого, не поршневого или фрактального вытеснения нефти водой.
- Видимо, не достаточно рассчитывать долю воды в потоке с применением модели Бакли – Леверетта в условиях вытеснения нефти водой в переходной зоне, необходимо оценить коэффициент подвижности самостоятельно прорвавшейся воды.
- Следовательно, высокая и неснижаемая стартовая обводненность продукции скважин определяется коэффициентом подвижности в разных пространственных точках для нефти и воды, а не долей воды определяемой функцией Бакли-Леверетта в переходной зоне в одной и той же пространственной точке, в условиях борьбы двух фаз.
- В данном случае, прорыв воды в высокообводненных скважинах не результат неустойчивости фронта вытеснения, а самостоятельная фильтрация воды по водонасыщенным каналам недонасыщенного нефтью коллектора, представленного высокой глинистостью. Наличие слоистой и дисперсной глинистости приводит к занижению сопротивляемости породы, следовательно к неверному определению коэффициента водо – и нефтенасыщенности



- Технология способствующая улучшению и контролю естественных характеристик глинистых минералов, так называемый способ щелочной активации, которая является одним из эффективных методов регулирования характеристик набухания и в целом разглинизации.
- Технология повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти путем генерации диоксида углерода непосредственно в пластовых условиях, что нивелирует целый ряд недостатков, присущих традиционным технологиям производства, доставки и закачки CO₂ с устья нагнетательных скважин.
- Технологии с использованием горизонтальных многоствольных и многозабойных скважин в сочетании с многостадийным гидроразрывом пласта при различных специализированных подходах. Внедрение этих технологий нуждается в совершенствовании методов научного исследования и промышленной апробации, особенно при разработке ТРИЗ недонасыщенных нефтью коллекторов
- Технология секвенирования ДНК бактерий микробиоты пластов



Исследования бактерий из флюида и горной породы начали производиться с 1950-х годов прошлого века. Метод, в теории, мог позволить более точно определять насыщение пластов-коллекторов, уточнить положение ГНК/ВНК, выявить пропущенные продуктивные интервалы.

С появлением технологии исследования ДНК бактерий с помощью секвенирования (высокопроизводительная технология определения ДНК последовательности организма (бактерии), стало возможным применение технологии в промышленных масштабах.

Растущая популярность метода обусловлена его оперативностью, достоверностью, удобством и низкими затратами.

Аналогичные технологии применяются для исследования ТРИЗ в США с 2016 года (исследовано уже более 1000 скважин).



Определение профиля притока в вертикальных, горизонтальных и многозбойных скважинах.

Определение интенсивности притока в горизонтальном участке скважины

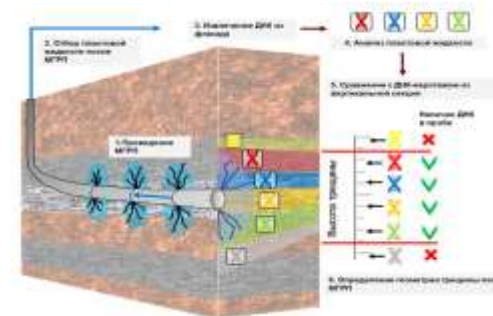
Определение источника притока воды/газа (прорыв ФНВ, ЗКЦ, внутрипластовый переток).

Геонавигация с помощью нанопорового секвенирования.

Дополнительные возможности при геологоразведочных работах

Дополнительные возможности при эксплуатации месторождений и трубопроводов

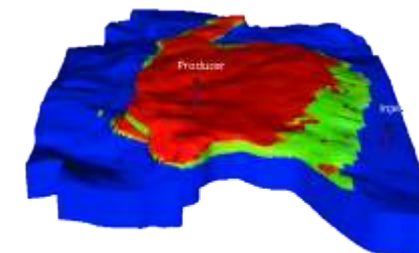
Определение высоты зоны дренирования трещин ГРП при оценке вовлеченного в разработку объема пласта (Stimulated Reservoir Volume)

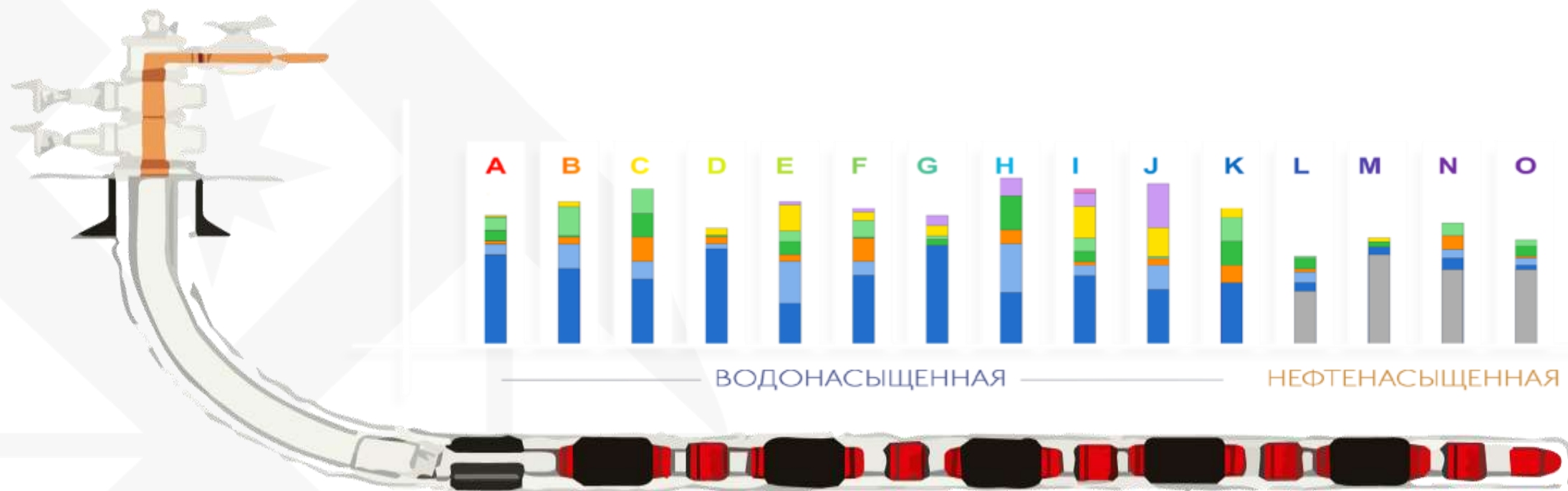


ДНК - КАРТИРОВАНИЕ



ДНК – МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ





Сравнительный анализ ДНК пластовых микроорганизмов из шлама, полученного в процессе бурения, с ДНК микроорганизмов, полученных в процессе добычи на устье скважины

Экономически эффективный способ определения профиля притока горизонтальных скважин и долгосрочного мониторинга их работы для повышения эффективности разработки месторождений

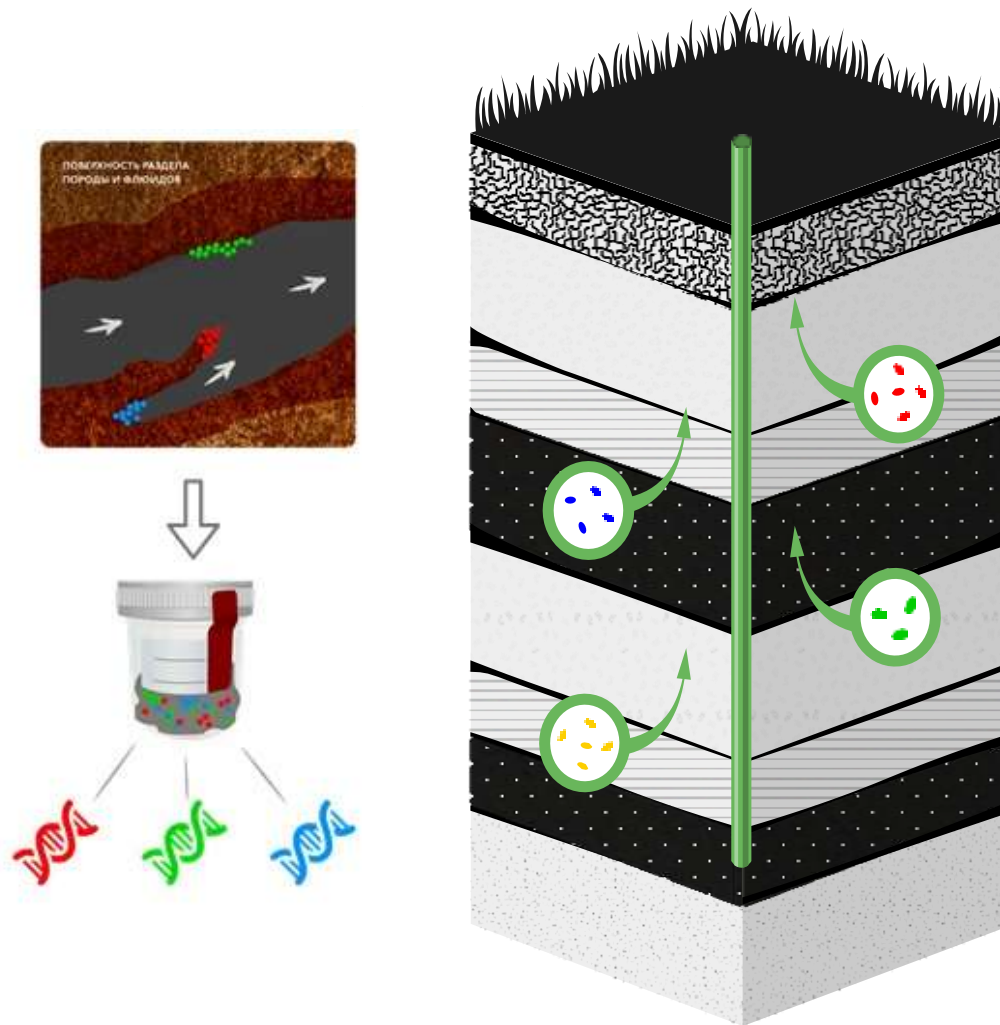


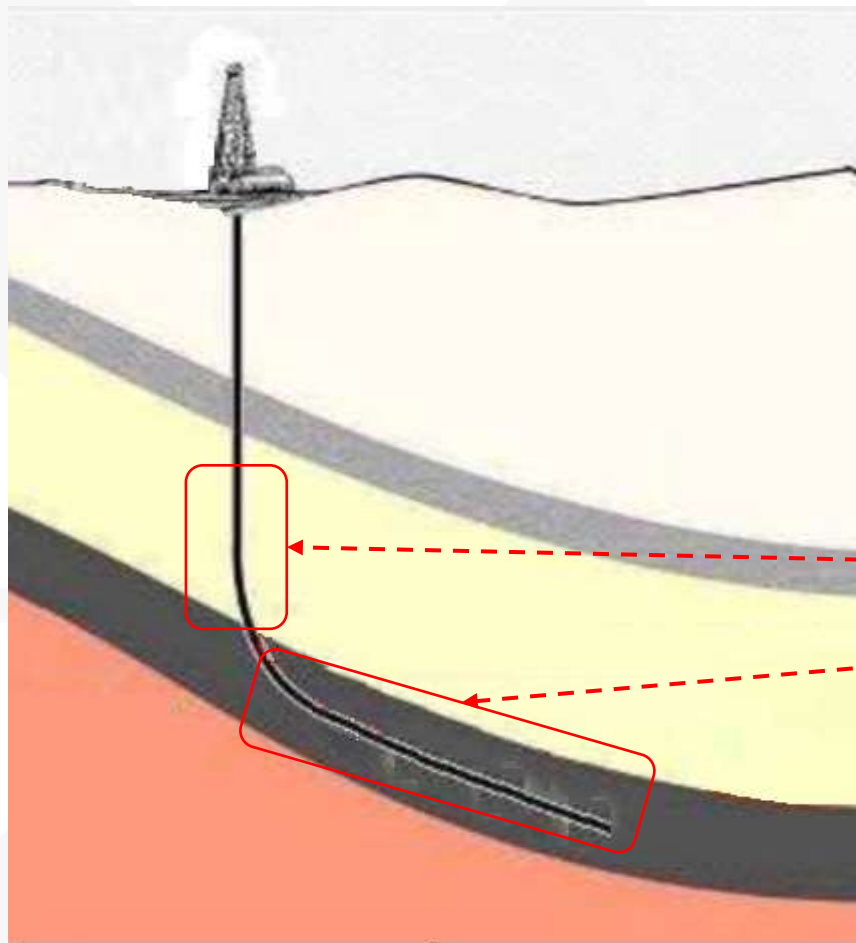
Микроорганизмы (бактерии, археи и пр.) широко распространены в самых экстремальных условиях и за миллионы лет эволюции приспособились к специфическим условиям существования (термобарические условия и режим питания)

В процессе бурения вместе с буровым шламом или керном на поверхность выносятся данные микроорганизмы.

С появлением новых инструментов количественного описания (ДНК-секвенирование) стала возможной детальная идентификация пластовых микроорганизмов и определения условий в которых они проживают и чем питаются (нефть, газ)

Таким образом стало возможным использование микроорганизмов в качестве природных ДНК-маркеров для определения зоны отбора флюида по площади и по разрезу





Стоимость 1 анализа пробы шлама составляет 8 600р.

- Рекомендуемая частота отбора проб шлама зависит от геологического разреза (мощность пластов, задачи исследований) и этапа бурения (горизонтальный интервал или наклонный).
- Рекомендуется отбор про шлама до целевого пласта для «картирования» ДНК маркеров по разрезу скважины. Интервал начала отбора зависит от геологического разреза и задачи исследований.

• Пример расчета стоимости работ = 100м (участок до точки Т1)

+200м длина горизонтального участка = $300/5=60$ (количество проб)*

8 600 (стоимость отбора и анализа проб) = 516 000р.



- Решение проблем высокообводненных скважин, разрабатывающих нерентабельные ТРИЗ, недонасыщенных нефтью неоднородных коллекторов – это актуальное решение, которое в рамках системного подхода требует гармонизацию геологических, технологических, экономических, правовых аспектов проблемы, с учетом волатильности углеводородного и конъюнктуры валютного рынка при обосновании выбора объектов разработки, рекомендуемого под налоговый льготный режим.
- Следует иметь в виду, что стандартные условия исследования физической модели коллектора при определении нефтенасыщенности или водонасыщенности, а также коэффициента вытеснения нефти водой, ОФП, капиллярного давления, не подтверждаются показателями разработки в реальных пластовых условиях недонасыщенных нефтью пластов с ТРИЗ. Следовательно, необходимо пересмотреть методические основы лабораторных и промысловых исследований, физического и математического моделирования процесса фильтрации в новых условиях.
- Проблемой становится не столько повышения КИН, сколько снижение коэффициента извлечения воды- КИВ.



- Необходимо существенно расширить и совершенствовать имеющийся арсенал инновационных технологий ПНП и ИДН при разработке объектов с высокообводненными скважинами, эксплуатирующих недонасыщенные нефтью коллектора.
- Действующая система налогового стимулирования разработки природных и техногенных ТРИЗ не охватывает значительную часть нерентабельных высокообводненных скважин, отрабатывающие запасы недонасыщенных нефтью коллекторов.
- Определении нерентабельных высокообводненных ТРИЗ, требующих серьезного обоснования при оценки предельных или критических значений номинируемых параметров и показателей укладывается в предлагаемую классификацию высокообводненных скважин недонасыщенных нефтью коллекторов. Это в свою очередь, позволяет достоверно оценить объем запасов и их обоснованную трансформацию в категорию трудноизвлекаемых.
- В решение конференции предлагается сформулировать обращение к экспертному сообществу ГКЗ и ЦКР Роснедра МПР и Э Российской Федерации по поводу включения « запасы недонасыщенных нефтью коллекторов в перечень льготизируемых ТРИЗ».



ТРИЗ	Ст × Кц	Кндпи × Кц	Кз × Кд × Кдв × Ккан	Кндпи × Кц × (1 — Кз × Кд × Кдв × Ккан)	Кк	НДПИ на 1 т
Баженовские, абалакские, хадумские или доманиковые продуктивные отложения	0	0	0	0	0	0
Пример залежи Vз<5 млн.т; к < 2 мД ; нэф < 10 метров;Свз > 0.8	16 964.5	10 319.0	0.03	10 009.4	428	7 383.1
Пример залежи Vз>5 млн.т; к < 2 мД ; нэф < 10 метров;Свз <0.8	16 964.5	10 319.0	0.2	8 255.2	428	9 137.3
Пример залежи тюменской свиты Vз>5 млн.т; Свз <0.8	16 964.5	10 319.0	0.8	2 063.8	428	15 328.7
Без льгот	16 964.5	10 319.0	1	0.0	428	17 392.5

Цена нефти Urals принята 81\$/бар; курс рубля 73 руб/\$

Кц=(Ц-15)Р/261=18.5



1

Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация нестационарного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – No 1. – С. 44–49. – DOI:10.24887/0028-2448-2019-1-44-49.

2

Шахвердиев А.Х., Ю.В. Шестопалов, И.Э. Мандрик С.В. Арефьев Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. – 2019. – No 12. – С. 118–123. – DOI:10.24887/0028-2448-2019-12- 118-123.

3

Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Yu.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields // Lobachevskii journal of mathematics. – 2019. – V. 40. – No 10. – P. 1695–1710.

4

Shestopalov Y. V., Shakhverdiev A. Kh. Qualitative Theory of Two-Dimensional Polynomial Dynamical Systems., MDPI, Swiss, Basel, SYMMETRY 2021, 13, 1884, pp. 01-19. <https://doi.org/10.3390/sym13101884>.

5

Шахвердиев А. Х., Арефьев С. В. Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения. // Нефтяное хозяйство. - 2021.- N 11.- С. 104-109.-DOI:10.24887/0028-2448-11-104-109.

6

Шахвердиев А. Х., Арефьев С. В., Давыдов А. В. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное Хозяйство -2022 - No4 - 38-43. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-4-38-43.

7

Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Huimin Zeng, Yigang Liu, Shunpao Luo Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода // Нефтяное хозяйство, No6. - 2010. – С. 44-48.



*Знание некоторых общих принципов
восполняет незнание некоторых фактов.
К. Тельвещий*

Благодарю за внимание!