

На вклад и влияние успешности ОПЗ в литературе встречается анализ ряда вышеупомянутых факторов, обычно без учета факторов, связанных с компонентным составом используемых кислотных композиций, минералогическим составом пласта, пластовой воды, компонентным составом нефти, способом воздействия на пласт.

С помощью анализа большого объема результатов ранее проведенных обработок призабойных зон кислотными составами на различных месторождениях с самыми различными условиями, предполагается выявить и установить устойчивые связи влияния факторов на эффективность процесса.

Конечным результатом работы, является формирование нейронной сети, которая может представить предиктивный результат эффекта (в том числе экономической) по выбранной скважине для ГТМ, либо осуществлять скрининг действующего фонда по значимым параметрам, выявляя кандидатов для ОПЗ и представляя результат от будущего ОПЗ с удовлетворенной вероятностью, учитывая, а также предлагая варианты использования кислотных композиций, разрешенных на данном месторождении.

При реализации алгоритма нейронной сети будет использован высокоуровневый язык программирования Python.

Внедрение разработанного подхода для оперативного прогнозирования потенциала проведения ОПЗ, позволит значительно уменьшить затраты ресурсов компании и времени на проведения исследования.

#### Литература

1. Андронов Ю.В. Методика оперативной оценки перспективности скважин для методов интенсификации притока нефти с применением нейронных сетей и деревьев решений: Автореферат. Дис. канд. техн. наук: – Москва, 2019 г. – 5 с.
2. Хасанов М.М., Прокофьев Д.О., Урмаев О.С. (и др.) Перспективные технологии Big Data в нефтяном инжиниринге: опыт компании «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2016. – N 12. – С. 76–79.

### ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРФОБУР КАК МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

К.Г. Федюшкин<sup>1</sup>, Р.О. Курилович<sup>2</sup>, А.В. Сидоренко<sup>2</sup>

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

<sup>1</sup>АО «Томскнефть» ВНК, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

**Введение.** В настоящий момент традиционные виды ГТМ недостаточно эффективны, и следуя пути прогресса приходят новые решения. Одним из таких решений является технология радиального вскрытия пласта (РВП).

Данная технология позволяет делать в пласте глубокую перфорацию, то есть бурить в пласте направленные радиальные каналы. Применение технологии направлено на интенсификацию добычи нефти добывающих и приемистость нагнетательных скважин путем увеличения радиуса дренирования, площади фильтрации и притока к скважине, приобщения удаленных зон пласта, отделенных низкопроницаемыми барьерами, преодоление загрязнения призабойной зоны и восстановление продуктивности скважины.

Следует заметить, что в настоящее время большая часть разрабатываемых месторождений Западной Сибири находится на последней стадии разработки. И такие технологии как радиальное вскрытие пласта позволяют «оживить» скважины, которые находятся в консервации или станут не рентабельны в ближайшее время.

**Целью данной работы** является сравнительный анализ результатов проведенных работ по ГТМ на 2 соседних скважинах.

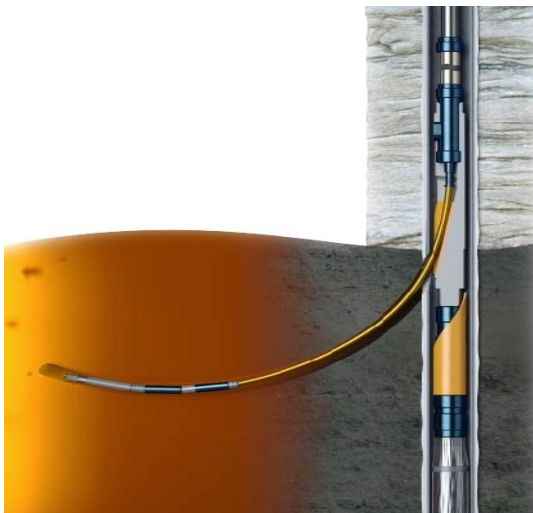


Рис. 1 Схематическое изображение радиального канала

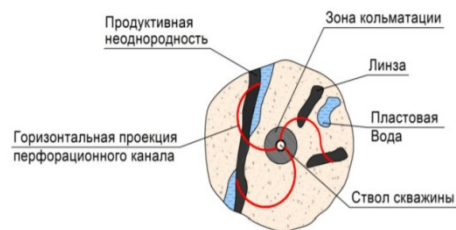


Рис. 2 Направление радиальных каналов в пласте

## СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Основная часть.** На 2 соседних скважинах (Скважина "X" и Скважина "Y"), работающих на один и тот же пласт на одном и том же месторождении.

Расстояние между забоями данных скважин – всего 136 м.

Скважина "X".

Оценка дебитов по жидкости и по нефти ПОСЛЕ проведения КГРП с помощью уравнения Дарси для псевдоустановившегося режима притока (Pseudo Steady State/ Darcy Equation)

$$p_{wf} = p_i - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[ \frac{0.000527 \cdot k\Delta t}{\phi\mu c_t r_e^2} + \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s^* \right]$$

ДО кислотного ГРП скважина работала с дебитом по жидкости 4-4.5 м<sup>3</sup>/сут, дебит по нефти в пределах 2.8-3.0 т/сут, обводненность около 10 %.

ПОСЛЕ кислотного ГРП дебит по жидкости увеличился до 10-11 м<sup>3</sup>/сут. Через 3 месяца работы после ГТМ дебит по жидкости снизился до 5-7 м<sup>3</sup>/сут. Дебит по нефти первые 3 месяца после ГТМ держался на уровне 6-7 т/сут, после чего снизился до 4-4.5 т/сут.

Обводненность продукции после ГТМ выросла с 10 % до 25-28 %.

Скважина "Y".

Оценка начальных дебитов по жидкости и по нефти ПОСЛЕ проведения ГТМ по вскрытию пласта бурением 2 радиальных каналов общей длиной 9-10 м каждый (длина каждого канала в пласте – 10 м) с помощью уравнения Joshi для горизонтального ствола в нефтяном пласте (Joshi Equation for Horizontal Well in Oil Formation).

$$Q_h = \frac{2\pi K_h h}{\mu B_o} \frac{\Delta P}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{L/2} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_w}}$$

После бурения радиальных каналов – с помощью гидромониторной насадки в каждом открытом канале была произведена кислотно-струйная (гидродинамическая) обработка/интенсификация интервалов. В каждый канал было закачено по 24 м<sup>3</sup> 15%-го раствора соляной кислоты (HCl). Общий объем закачки кислоты – 48 м<sup>3</sup>. После проведения ГТМ и спуска насоса – при запуске скважины в работу в конце октября 2019г. был получен стабильный приток нефти сводой. Запускной дебит по жидкости – около 50 м<sup>3</sup>/сут. Запускной дебит по нефти – около 40 т/сут. По замерам на 06.11.2019 г. – дебит жидкости снизился до 33 м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти – 27 т/сут, обводненность 9 %.

Метод оценки скин-фактора: для фактического дебита жидкости при всех фиксированных остальных параметрах в уравнении Дарси (Рпл, Рзаб, средняя проницаемость пласта, мощность пласта, вязкость нефти, радиус ствола) – рассчитывались вероятные скин-факторы при различных заданных радиусах дренирования скважины. Фактическое расстояние от забоя Скважины "Y" до ближайшей Скважины "X" – всего 136 м. Расстояния до остальных окружающих скважин – колеблется от 150 м до 250 м. Оценка скин-факторов была выполнена для радиусов дренирования в диапазоне от 70м до 125м.

**Таблица 1**

**Итоги оценки полученных расчетных скин-факторов после бурения радиальных каналов (настройка на факт после ГТМ)**

	Дебит жидкости	Диапазон расчетных скин-факторов
Проницаемость 27 мД	Запускной= 50 м <sup>3</sup> /сут	от -7,7 до 8,6
	Через неделю после ГТМ= 33 м <sup>3</sup> /сут	от -6,7 до 7,6
Проницаемость 43 мД	Запускной= 50 м <sup>3</sup> /сут	от -6,5 до 7,35
	Через неделю после ГТМ= 33 м <sup>3</sup> /сут	от -5,0 до 5,9

1. Для полученных фактических дебитов жидкости после ГТМ при заданных Проницаемостях – расчетные скин-факторы кажутся несколько завышенными (непривычными).

2. Даже при дальнейшем снижении дебита жидкости – расчетные скин-факторы при тех же параметрах будут превышать -4.0 -4.5.

3. Необходимо провести ПГИ исследования для определения реальной проницаемости пласта. Не исключено, что фактическая проницаемость пласта окажется несколько выше предполагаемой сегодня (от 27мД в техрежимах до 43мД в Отчете по ГРП).

**Таблица 2**

**Результаты расчетов и факт после ГТМ**

Скважина № "X"	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %
Факт до КГРП	4,0	<b>3,0</b>	10,0
Ожидаемые (расчетные) после КГРП	12,8	<b>8,2</b>	20,0
Факт после КГРП	12,0	<b>8,0</b>	28,0
В случае перфорации	4,0	<b>4,0</b>	20,0
2 радиальных канала	16,0	<b>11,0</b>	20,0
2 радиальных канала + СКО	22,0	<b>16,0</b>	20,0
Фактический запускной дебит после ГТМ	50,0	<b>40,0</b>	10,0
Фактический дебит через неделю после ГТМ	33,0	<b>27,0</b>	9,0

**Заключение.** Сравнительный анализ фактических результатов ГТМ, проведенных в 2019г на ближайших соседних скважинах (Скважина "Х" и Скважина "У");

**- Кислотный ГРП на Скважине "Х" (в мае 2019 г)**

1. Фактические дебиты по жидкости и по нефти после ГТМ получены чуть ниже ожидаемых (расчетных) в дизайне КГРП.

2. Обводненность после КГРП возросла с 10% до 28%. Скорее всего это связано с возможным распространением трещины вниз и подтягивания воды с нижележащего водяного пропластка.

3. Продолжительность эффекта ГТМ составила около 90 суток. По истечении 3 месяцев после кислотного ГРП дебит скважины по жидкости и по нефти практически вернулись к своим исходным уровням до проведения работы по ГТМ.

4. Вероятнее всего (высокий темп падения дебитов после ГТМ) это связано с тем, что во время операции КГРП не был закачан пропант в пласт (не предусматривался по плану/ дизайну изначально), и образованная при закачке кислоты трещина за эти 3 месяца уже схлопнулась.

**- Бурение радиальных каналов + гидроструйная СКО на Скважине "У" (октябрь 2019 г.)**

1. Фактические запускные дебиты по жидкости и по нефти (по данным первых замеров после спуска насоса и ввода скважины в эксплуатацию после ГТМ) – оказались гораздо выше расчетных/ ожидаемых. Причины такого поведения работы скважины после ГТМ- пока невыяснены.

2. Возможно это связано с более высокой проницаемостью. Или по каким-то другим пока невыясненным причинам.

3. Оценить фактическую продолжительность эффекта от бурения радиальных каналов на сегодняшний день пока не представляется возможным. Скважина введена в эксплуатацию всего 2 недели назад. Необходимо отслеживать динамику работы скважины (желательно на первых порах делать замеры ежедневно) и фактический темп падения дебитов.

4. На сегодня (по первым результатам работы скважины) можно сделать однозначных 2 вывода:

1. ГТМ на Скважине "У" по технологии «Перфобур» (вскрытие пласта радиальными каналами + гидроструйная кислотная обработка каналов) – выполнен успешно.

2. Данная технология показала более высокие результаты по сравнению с кислотным ГРП на соседней Скважине "Х".

Литература

1. Борисов А.А. Метод материального баланса как инструмент анализа эффективности реализации системы ППД // COLLOQUIUM-JOURNAL. – Изд-во: Голопристанський міськрайонний центр зайнятості = Голопристанский районный центр занятости (Голая Пристань). – 2019. № 23-1 (47). – С. 27–29.

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА И МЕТОДА ХОЛОДНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПЕСКОМ НА ПРИМЕРЕ ТОРАВЕЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Д.В. Фокина**

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Холодная добыча представляет собой нетрадиционный способ первичной добычи углеводородов, при котором песок специально извлекают вместе с высоковязкой нефтью, водой и газом. Следует отметить, что в пласты не закачиваются дополнительные агенты, снижающие вязкость нефти, и сам метод является изотермическим процессом, за счет чего и получил свое название – CHOPS – Cold Heavy Oil Production With Sand.

За счет выноса песка в призабойной зоне скважины образуется сеть каналов с высокой проницаемостью. Трещины в пласте разрастаются по фрактальной схеме, что свидетельствует о непредсказуемости их развития (Рисунок 1) [5].



**Рис. 1 Принцип образования трещин [5]: а) Канал, образующийся в процессе холодной добычи нефти с песком (черточина); б) Фрактальная схема образовавшихся каналов (черточин)**

После того как компании стали переводить скважины, разрабатываемые традиционными методами, на разработку методом холодной добычи, они увидели увеличение показателей добычи нефти в 10 раз по сравнению с