РОСНЕФТЬ

«Применение автоматизированных методов поиска скважин-кандидатов на ГТМ»

2-ая Научно-практическая конференция ООО «Тюменский институт нефти и газа»

«ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»

06.06.2025 г

Авторы: Галеев Айрат Алмазович
Тагиров Рияз Хайдарович
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

АКТУАЛЬНОСТЬ

Высокие трудозатраты при ручном анализе геолого-промысловой информации и принятии решений о проведении ГТМ.

- Анализ истории работы скважины
- Оценка влияния окружающих скважин
- Подбор оптимальной глубины спуска ГНО
- Расчет эффекта от ГТМ

Отсутствие эффективного метода прогнозирования продуктивности после ОПЗ, применимого для задач автоматизации.

- **ГДМ** не применимо для оперативных расчетов ввиду высоких трудозатрат.
- **Упрощенные аналитические \ полуаналитические методы** требуют актуальных данных (Рпл, скин), которые отсутствуют по большинству скважин.
- **Машинное обучение и нейросети** не учитывают полную историю работы скважины и ее окружения, что может привести к значительным ошибкам в прогнозах.

Существующий процесс поиска скважин-кандидатов для ГТМ имеет значительный потенциал для автоматизации и сокращения трудозатрат.

РОСНЕФТЬ

Цель

Разработать инструмент, позволяющий оперативно в автоматическом режиме осуществлять поиск скважин-кандидатов на **ОПЗ** и **оптимизацию насосного оборудования** с наибольшей потенциальной эффективностью.

Задачи

Анализ существующих подходов к расчету эффекта от ОПЗ и оптимизации насосного оборудования.

Разработка алгоритма прогнозирования режима работы скважин после ОПЗ и оптимизации.

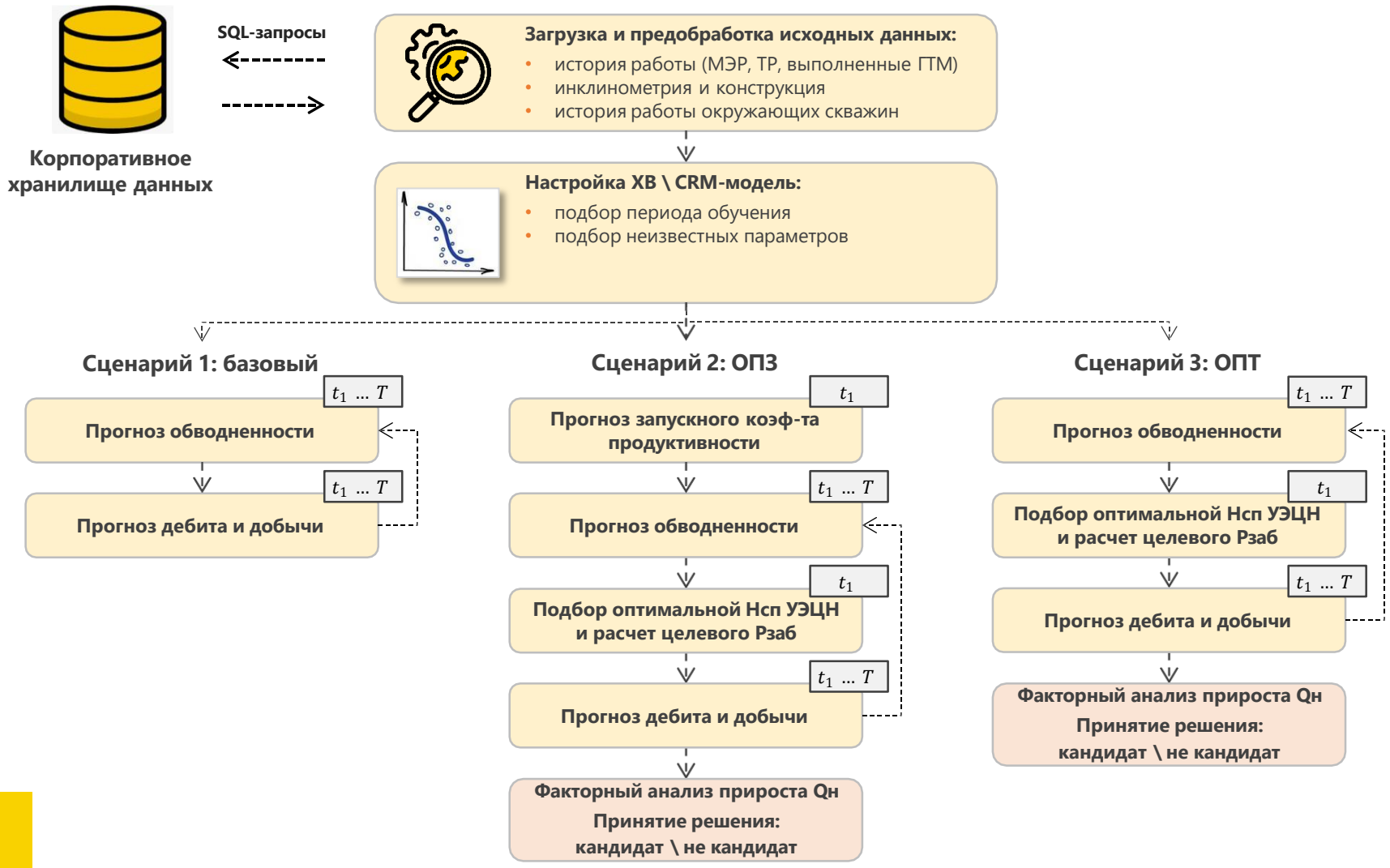
Автоматизация сбора и подготовки данных для обучения моделей.

Разработка интерфейса для удобного взаимодействия пользователя с программой.

Проведение ГТМ на выбранных скважинах и оценка результатов.

РАЗРАБОТАННАЯ СИСТЕМА ПОИСКА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ГТМ

Инструмент реализован в виде desktop-приложения с графическим интерфейсом на **платформе .NET**.



1. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СКВАЖИНЫ ЗА ФАКТИЧЕСКИЙ ПЕРИОД РАБОТЫ.

Оценка снижения продуктивности с учётом изменения обводнённости и влияния окружающих скважин.

2. ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ГЛУБИНЫ СПУСКА НАСОСА И РАСЧЕТ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ.

Используются данные инклинометрии и конструкции скважины. Автоматически определяется целесообразность спуска малогабаритного оборудования.

3. ПРОГНОЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СКВАЖИНЫ НА БУДУЩИЙ ПЕРИОД РАБОТЫ ПО 3 СЦЕНАРИЯМ:

- Базовый (без проведения ГТМ);
- ОПЗ;
- Оптимизация.

Оценка эффективности ГТМ с учетом факторного анализа прироста дебита нефти и прогнозных значений добычи за расчетный период.

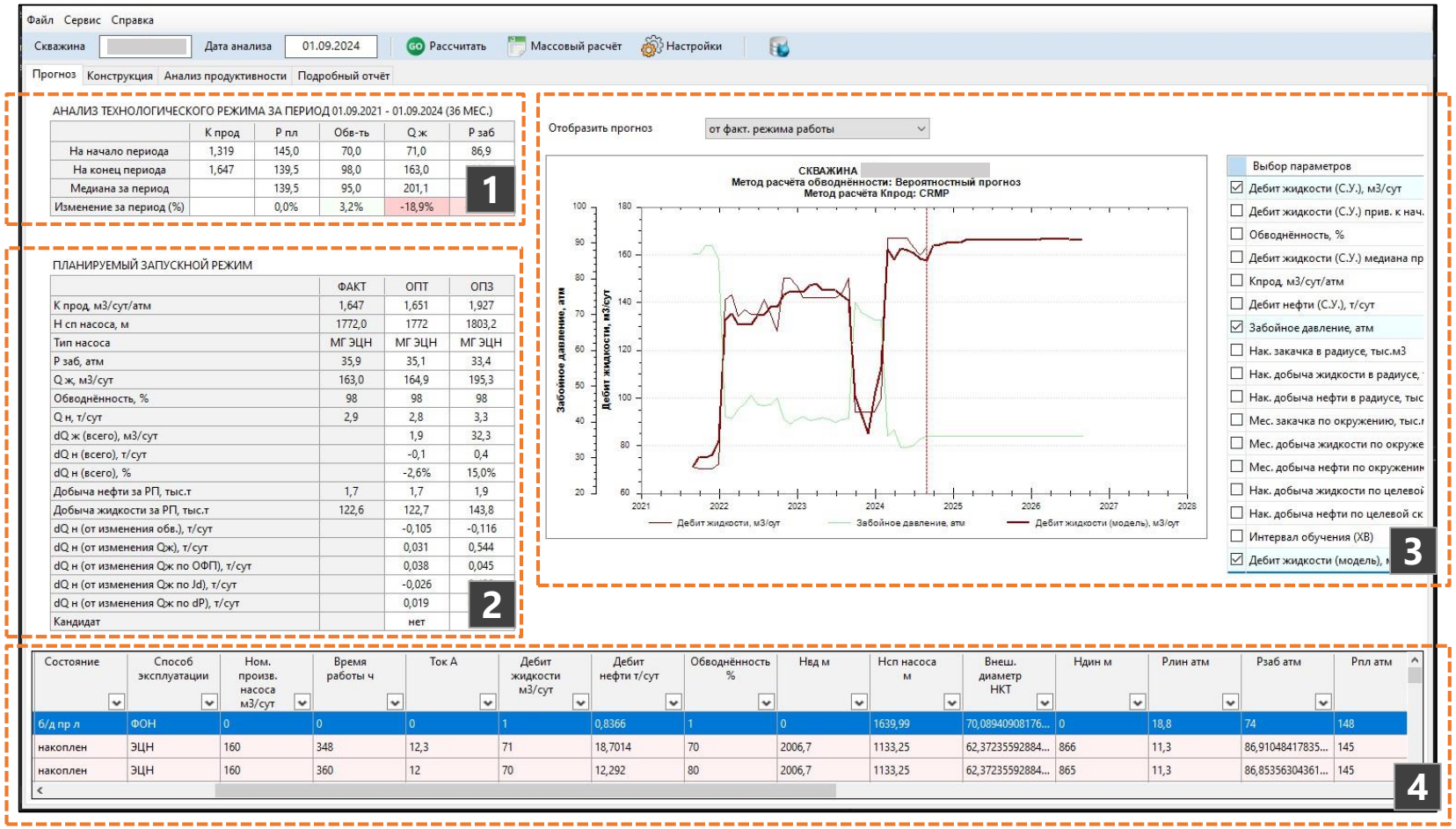
4. ПРОВЕДЕНИЕ МАССОВЫХ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ЗАДАННОГО СПИСКА СКВАЖИН.

Формирование рейтинга скважин-кандидатов для проведения ГТМ ОПЗ и оптимизации, а также прогноз выбытия добывающих скважин по причине нерентабельности.

ИНТЕРФЕЙС

ОСНОВНОЕ ОКНО ПРОГРАММЫ

В основном окне программы представлена подробная информация с результатами расчета по выбранной скважине



	К прод	Р пл	Обв-ть	Q ж	Р заб
На начало периода	1,319	145,0	70,0	71,0	86,9
На конец периода	1,647	139,5	98,0	163,0	
Медиана за период		139,5	95,0	201,1	
Изменение за период (%)		0,0%	3,2%	-18,9%	

	ФАКТ	ОПТ	ОПЗ
К прод. м3/сут/атм	1,647	1,651	1,927
Н сп насоса, м	1772,0	1772	1803,2
Тип насоса	МГ ЭЦН	МГ ЭЦН	МГ ЭЦН
Р заб, атм	35,9	35,1	33,4
Q ж, м3/сут	163,0	164,9	195,3
Обводнённость, %	98	98	98
Q н, т/сут	2,9	2,8	3,3
dQ ж (всего), м3/сут		1,9	32,3
dQ н (всего), т/сут		-0,1	0,4
dQ н (всего), %		-2,6%	15,0%
Добыча нефти за РП, тыс.т	1,7	1,7	1,9
Добыча жидкости за РП, тыс.т	122,6	122,7	143,8
dQ н (от изменения обв.), т/сут		-0,105	-0,116
dQ н (от изменения Qж), т/сут		0,031	0,544
dQ н (от изменения Qж по ОФП), т/сут		0,038	0,045
dQ н (от изменения Qж по Jd), т/сут		-0,026	
dQ н (от изменения Qж по dP), т/сут		0,019	
Кандидат		нет	

Состояние	Способ эксплуатации	Ном. произв. насоса м3/сут	Время работы ч	Ток А	Дебит жидкости м3/сут	Дебит нефти т/сут	Обводнённость %	Нвд м	Нсп насоса м	Внеш. диаметр НКТ	Ндин м	Рлин атм	Рзаб атм	Рпл атм
б/д пр л	ФОН	0	0	0	1	0,8366	1	0	1639,99	70,08940908176...	0	18,8	74	148
накоплен	ЭЦН	160	348	12,3	71	18,7014	70	2006,7	1133,25	62,37235592884...	866	11,3	86,91048417835...	145
накоплен	ЭЦН	160	360	12	70	12,292	80	2006,7	1133,25	62,37235592884...	865	11,3	86,85356304361...	145

1 Оценка изменения ключевых параметров скважины за анализируемый период.

2 Расчетный запускной режим и факторный анализ прироста дебита нефти.

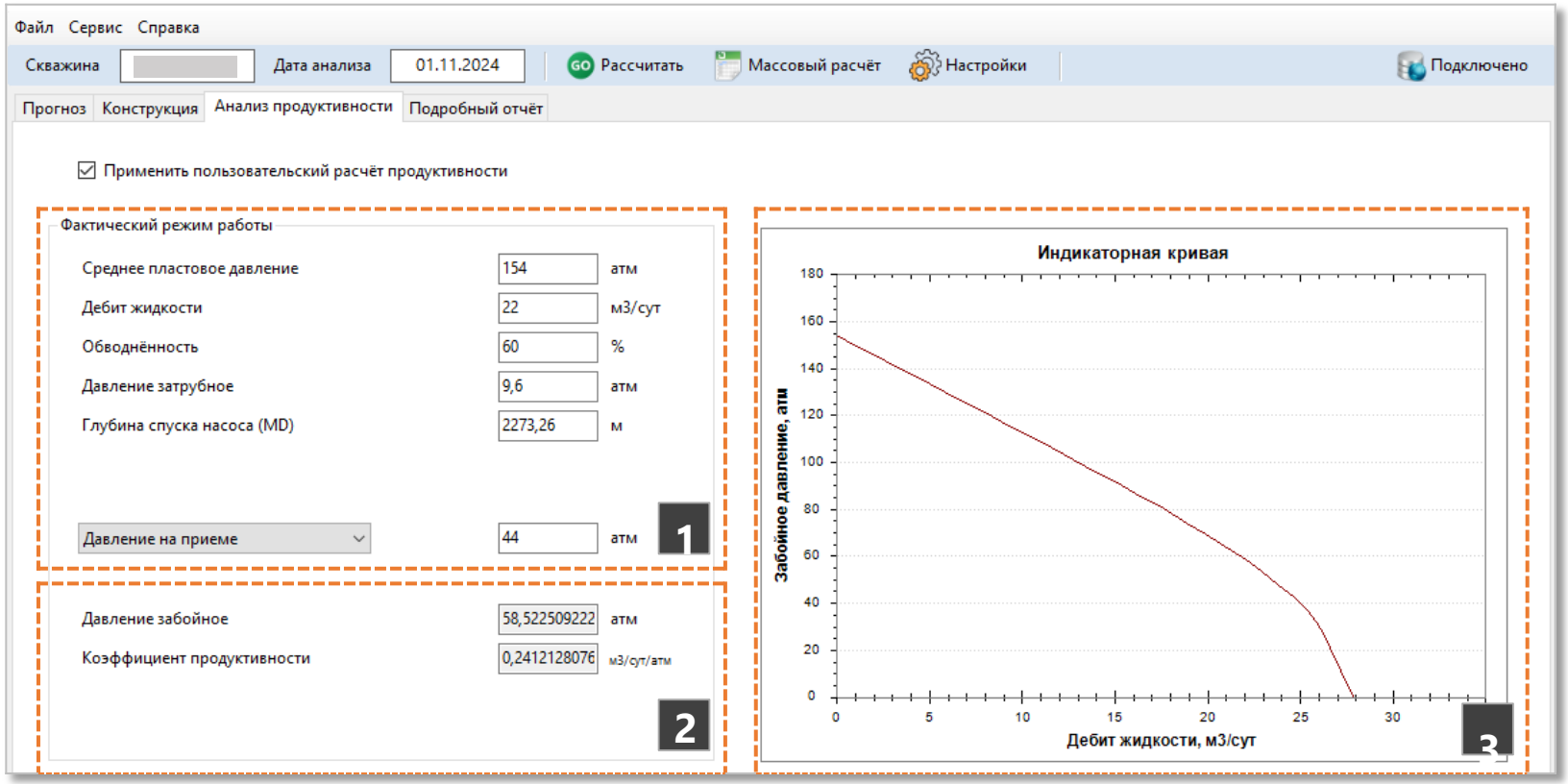
3 Интерактивный график с возможностью выбора отображаемых параметров (целевой скважины и скважин окружения).

4 Загруженные данные из корпоративной БД, представленные в табличном виде.

ИНТЕРФЕЙС

МОДУЛЬ «АНАЛИЗ ПРОДУКТИВНОСТИ»

Модуль предназначен для уточнения фактической продуктивности скважины по актуальным замерам пластового давления, дебита, динамического уровня, данных ТМС и т.д.



1 **Исходные данные для расчета**

2 **Рассчитанные значения забойного давления и коэффициента продуктивности**

3 **Индикаторная кривая (IPR)**

ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ МЕТОДЫ

МОДЕЛЬ МНОГОФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ

Для расчета забойного давления используются модели многофазного течения **Ansari** и **Beggs&Brill**, а также корреляция **Marquez** для расчета естественной сепарации газа

Схема сепарации газа в скважине с УЭЦН

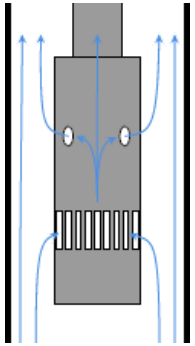
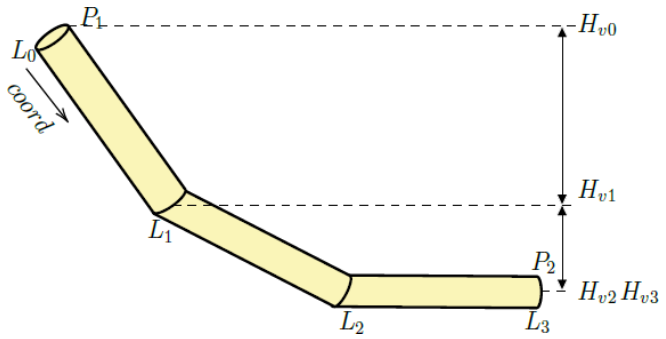


Схема расчета участка трубы



Расчет сепарации газа:

$K_{s\,tot} = K_{s\,nat} + (1 - K_{s\,nat}) * K_{s\,gs}$

$K_{s\,nat}$ - естественная сепарация (по корреляции Marquez)

$K_{s\,gs}$ - искусственная сепарация (задается пользователем)

Расчет давления на забое:

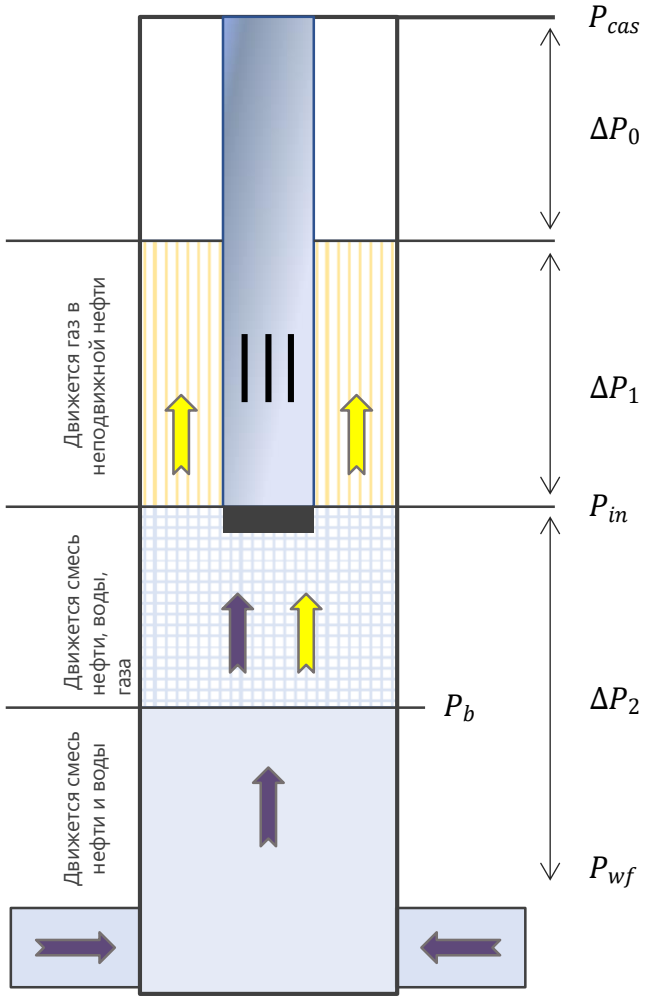
$P_{wf} = P_{cas} + \Delta P_0 + \Delta P_1 + \Delta P_2$

P_{cas} - затрубное давление на устье скважины

ΔP_0 - давление столба газа

ΔP_1 - давление газированного столба нефти над насосом

ΔP_2 - потери давления при движении ГЖС под насосом



- Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores. SPE Production & Facilities, 1994, Vol. 9, issue 2, P. 143–151.
- Beggs H.D., Brill J.P. A study of two-phase flow in inclined pipes. Journal of Petroleum Technology, 1973, Vol. 25, issue 5, P. 607–617.
- Marquez R., Prado M. A New Robust Model For Natural Separation Efficiency // SPE 80922-MS. — 2003. — DOI: https://doi.org/10.2118/80922-MS.

ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ МЕТОДЫ

ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫТЕСНЕНИЯ \ CRM-МОДЕЛЬ

Для построения долгосрочных прогнозов дебита жидкости и обводненности используются **характеристики вытеснения и CRM-модель**

ПРОГНОЗ ОБВОДНЕННОСТИ

Реализовано 10 кривых обводнения, а так же два подхода к автоматизации выбора метода и интервала обучения :

1

Автоматический выбор метода

- Используется последовательный перебор всех точек для поиска оптимального интервала обучения по минимальному значению дисперсии.
- Выбор метода осуществляется по наименьшему значению средней абсолютной ошибки (MAE) на тестовом интервале.

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^{N} |y_i - y^\wedge|}{N}$$

2

Вероятностный подход

- Генерируются все возможные значения прогнозной обводненности по всем методам и всем возможным интервалам обучения.
- Из полученного массива прогнозных значений обводненности определяется оптимальное значение P50 (медиана).

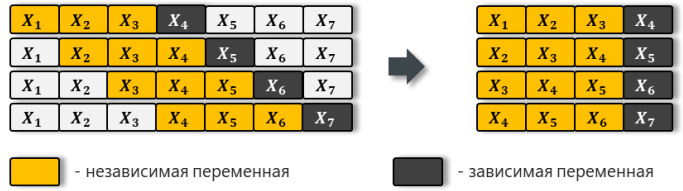
ПРОГНОЗ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ

- **CRM-модель :**

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{k=1}^{n} \left[\left(\sum_{i=1}^{NI} \left(f_{ij} I_i^k \right) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_j^k}{\Delta t_k} \right) e^{-\frac{t_n - t_k}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_j}} \right) \right]$$

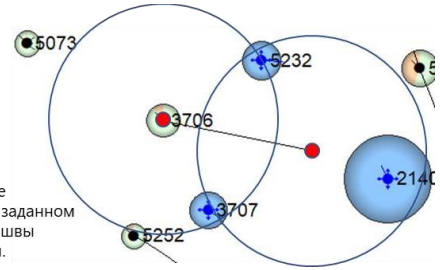
Для оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин используется модель машинного обучения на основе алгоритма **Random Forest +** оценка важности признаков по методу перестановки (**Permutation**). Коэффициенты f_{ij} с низкой оценкой «зануляются».

ФОРМИРОВАНИЕ ОБУЧАЮЩЕЙ ВЫБОРКИ



ПОИСК СКВАЖИН ОКРУЖЕНИЯ

Выбираются действующие скважины (за период T) в заданном радиусе от кровли и подошвы пласта целевой скважины.



ВХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛИ RANDOM FOREST	
1	Дата
2	Дебит жидкости целевой скважины
3	Забойное давление целевой скважины
4	Закачка по i-ой скважине в радиусе
5	Добыча жидкости по i-ой скважине в радиусе

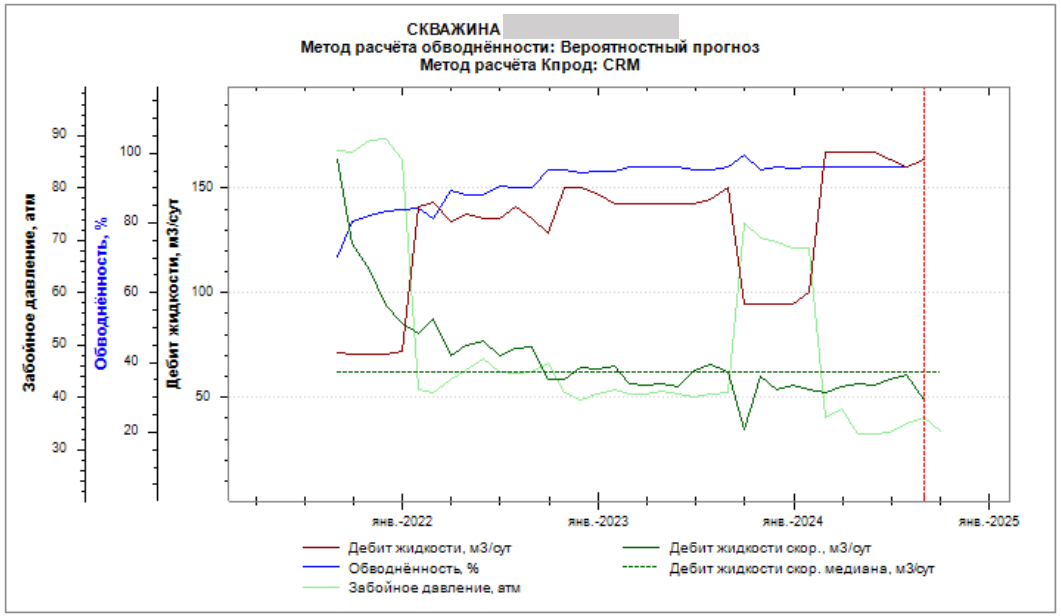
- Arps J.J. Analysis of Decline Curves. AIME, 1945, Vol. 160, P. 228–247.
- Sayarpour, M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods / M. Sayarpour. – Ph.D. Dissertation, 2008.
- Ручкин, А. А. Вероятностный прогноз извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения / А. А. Ручкин, С. А. Левагин.

ПРОГНОЗ ПРОДУКТИВНОСТИ ПОСЛЕ ОПЗ

ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

Модель представляет собой совокупность методов на основе статистического анализа временных рядов и физико-математического моделирования

1. ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ИСХОДНОГО РЯДА С ДЕБИТОМ ЖИДКОСТИ



Исходный ряд с дебитом жидкости пересчитывается на начальную обводнённость и единое забойное давление. Используется теория Баклея-Леверетта и CRM-модель.

2. ДЕБИТ ЖИДКОСТИ В ПЕРВЫЙ МЕСЯЦ ПОСЛЕ ОПЗ

УЧЕТ ИСТОРИИ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ

УЧЕТ ВЛИЯНИЯ ОКРУЖАЮЩИХ СКВАЖИН

$$\hat{q}_{T+1} = Mo(q_{cor\,1\,\ldots T}) * \frac{M(f_{w\,T+1})}{M(f_{w\,1})} * \frac{\Delta P_{T+1}(f_{w\,T+1})}{\Delta P_{T+1}(f_{w\,1})} * C$$

УЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ И ДЕПРЕССИИ

3. ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ПРИРОСТА ДЕБИТА НЕФТИ

ИЗМЕНЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ

$$\Delta q_o = \Delta q_{o\,ql} + \Delta q_{o\,fw}$$

ИЗМЕНЕНИЕ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ

$$\frac{\Delta q_{o\,jd}}{\Delta q_{o\,ql}}$$ - эффект от ОПЗ

$$\Delta q_{o\,ql} = \Delta q_{o\,rp} + \Delta q_{o\,jd} + \Delta q_{o\,dp}$$

ИЗМЕНЕНИЕ ОФП

ИЗМЕНЕНИЕ J_d

ИЗМЕНЕНИЕ ΔP

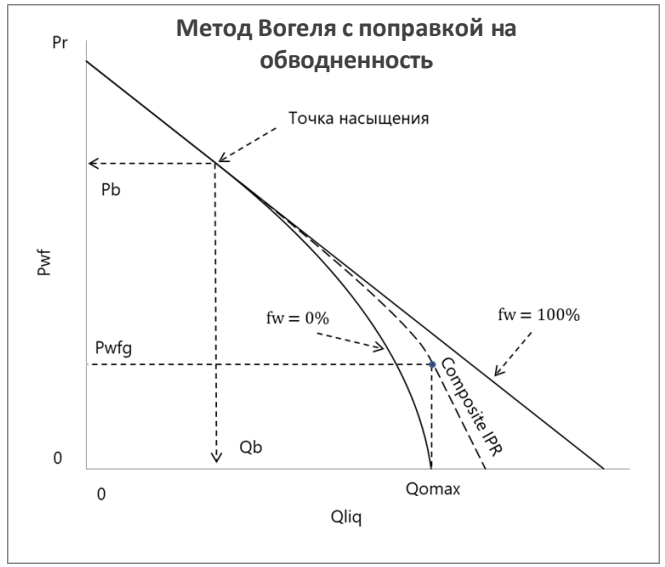
Текущие ограничения модели:

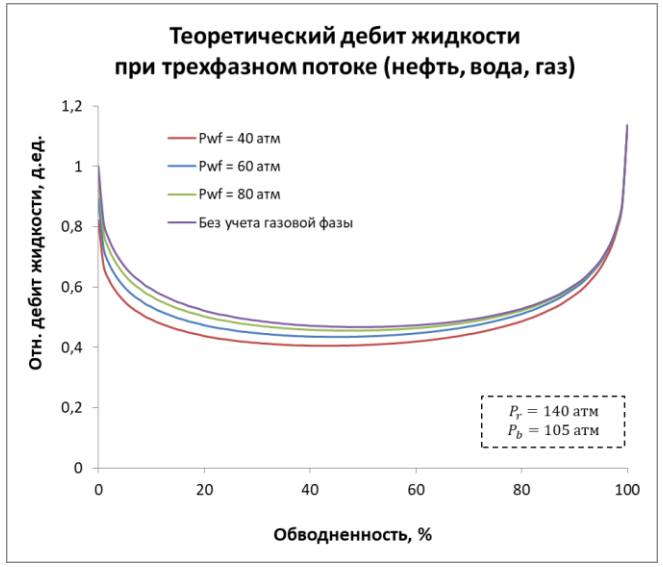
- Точность прогноза зависит от наличия исторических данных (чем больше история работы, тем точнее прогноз)
- Не применима на неустановившемся режиме работы

ПРОГНОЗ ПРОДУКТИВНОСТИ ПОСЛЕ ОПЗ

УЧЕТ ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Для оценки влияния обводнения на коэффициент продуктивности используется метод на основе **закона Дарси** и комбинированной кривой **Вогеля**





Изменение обводненности в процессе разработки влияет на величину относительных фазовых проницаемостей нефти, воды и газа. Соответственно, как следует из закона фильтрации, при прочих равных условиях изменение дебита жидкости будет пропорционально изменению суммарной подвижности фаз.

Характер изменения дебита жидкости при различной обводненности описывается следующим выражением:

$$\frac{q(f_{w1})}{q(f_{w2})} = \frac{M(f_{w1})}{M(f_{w2})} * \frac{\Delta P(f_{w1})}{\Delta P(f_{w2})}$$

Суммарная подвижность нефти и воды при известной обводненности f_w:

$$M(f_w) = \frac{k_{rw}(S_w)}{\mu_w(P_r) * B_w(P_r)} + \frac{k_{ro}(S_w)}{\mu_o(P_r) * B_o(P_r)}$$

Эффективная депрессия ΔP рассчитывается из фактической депрессии и обводнённости с учетом эффекта снижения проводимости из-за появления газовой фазы в пласте при забойном давлении ниже давления насыщения:

$$\Delta P = f(P_r, P_{wf}, f_w, P_b)$$

- Vogel J.V. Inflow performance relationships for solution gas drive wells. Journal of Petroleum Technology, 1968, Vol. 20, issue 1, P. 83–92.
- Brown K. E. The Technology of Artificial Lift Methods. - Tulsa : PennWell Publishing Company, 1984.
- Standing, M.B., Concerning the Calculation of Inflow Performance of Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoirs, J. Pet. Tech., September, 1971, pp. 1141, 1142.

АНАЛИЗ СХОДИМОСТИ ПРОГНОЗОВ ОБВОДНЕННОСТИ И ДЕБИТА ЖИДКОСТИ

ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ АНАЛИЗА

- Сравниваются фактические и прогнозные значения обводненности и дебита жидкости по выполненным ОПЗ и оптимизациям в 2024г на месторождении Х.
- В качестве фактических значений приняты дебит жидкости и обводнённость в первый месяц после проведения ГТМ.
- Выборка составила:
  - 141 шт для ОПЗ
  - 254 шт для ОПТ

- Для оценки сходимости прогноза использована метрика MAPE (средняя абсолютная ошибка в процентах):

$$MAPE = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{|y_i - \hat{y}_i|}{|y_i|}$$

- Также для каждого метода оценивается кол-во завышенных и заниженных прогнозов:

$\frac{(\hat{y}_i - y_i)}{y_i} \geq E$ – завышенный прогноз

$\frac{(\hat{y}_i - y_i)}{y_i} \leq -E$ – заниженный прогноз

где:

N – количество проведенных ГТМ в выборке

y_i – фактическое значение обв-ти \ Qж после ГТМ

$\hat{y}_i$ – прогнозное значение обв-ти \ Qж после ГТМ

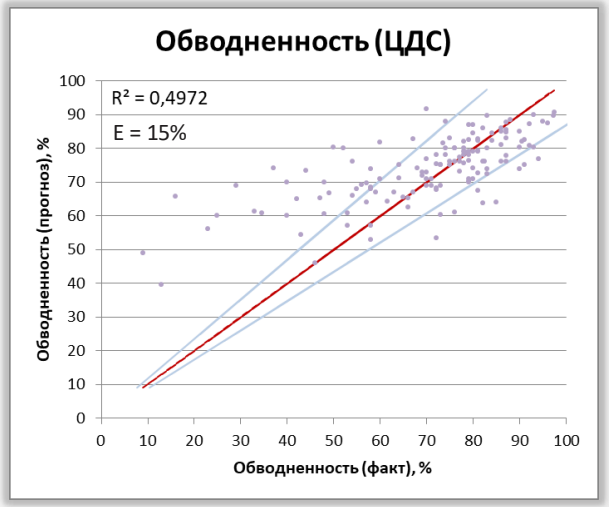
E – предельное значение отклонения, д.ед.

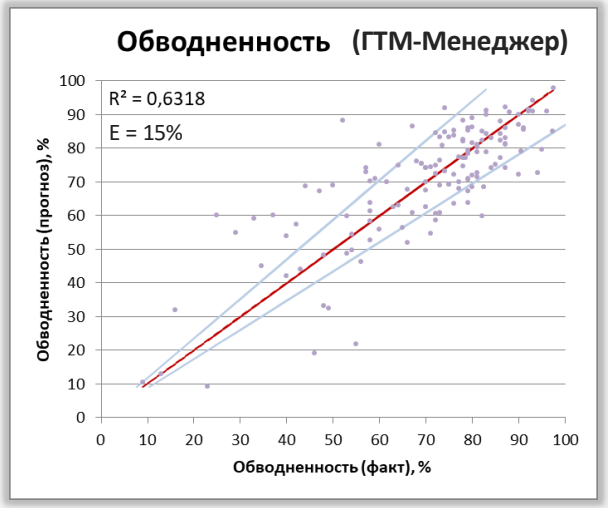
Для ОПЗ приняты следующие значения предельного отклонения:
$E = 0.30$ – для дебита жидкости
$E = 0.15$ – для обводненности

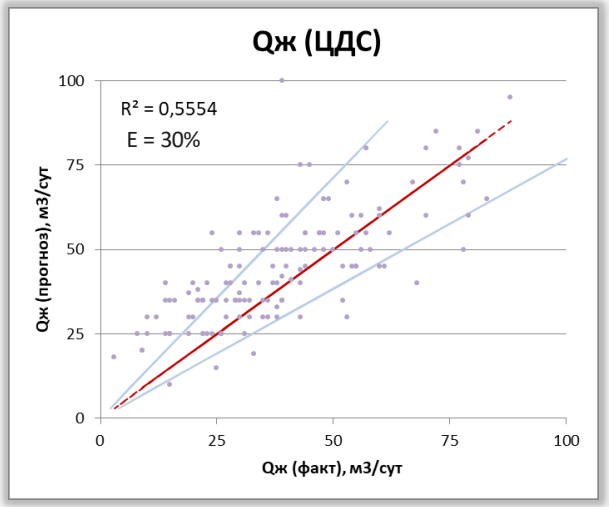
Для ОПТ приняты следующие значения предельного отклонения:
$E = 0.25$ – для дебита жидкости
$E = 0.03$ – для обводненности

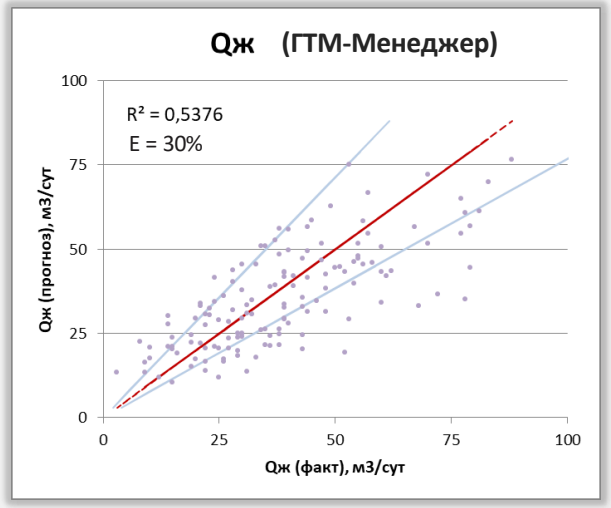
АНАЛИЗ СХОДИМОСТИ ПРОГНОЗОВ ОБВОДНЕННОСТИ И ДЕБИТА ЖИДКОСТИ

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ









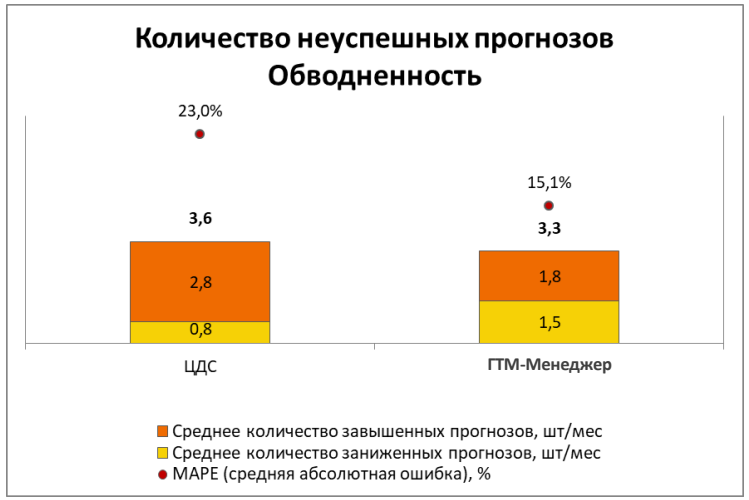
* ЦДС – прогнозы специалистов по подбору ГТМ

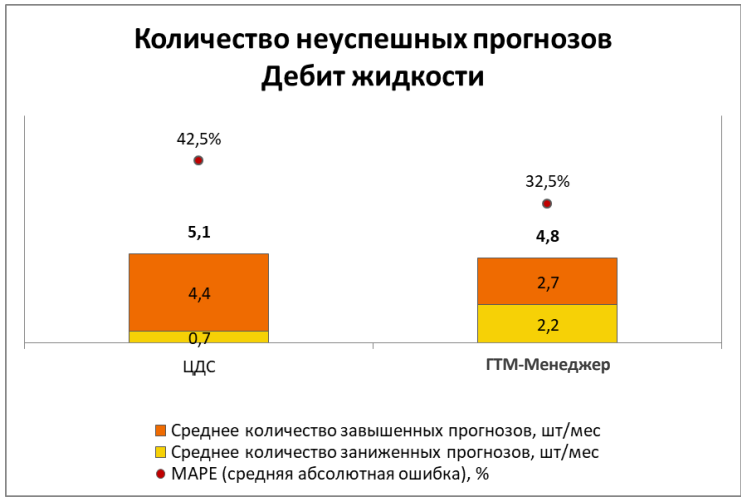
ПРОГНОЗ ОБВОДНЕННОСТИ

- Средняя абсолютная ошибка в «ГТМ-Менеджер» на 8% ниже, чем у специалистов по подбору ГТМ. Это объясняется необходимостью закладывать максимальные риски увеличения обводненности при планировании ГТМ, что приводит в некоторых случаях к завышенным прогнозам обводненности у специалистов по подбору ГТМ.

ПРОГНОЗ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ

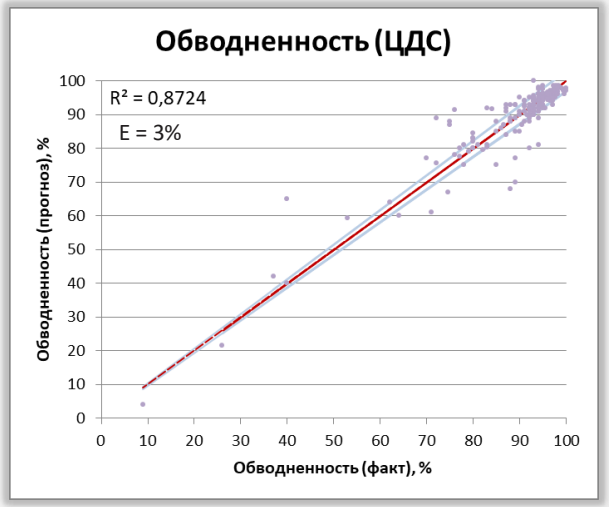
- Средняя абсолютная ошибка в «ГТМ-Менеджер» на 10% ниже, чем у специалистов по подбору ГТМ. Также отмечается преобладание завышенных прогнозов дебита жидкости у специалистов по подбору ГТМ (87% от общего количества отклонений).

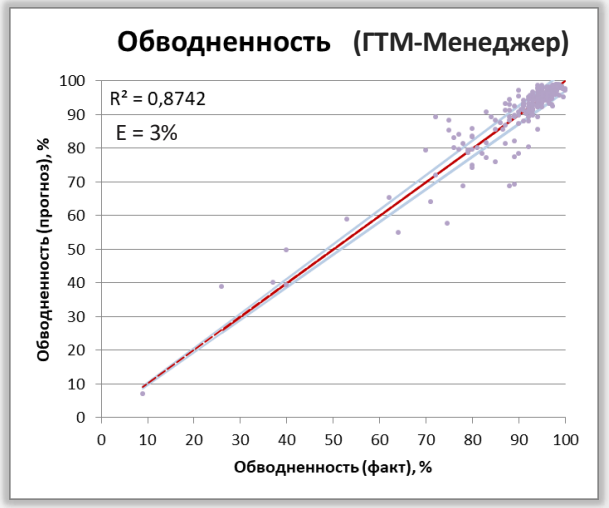


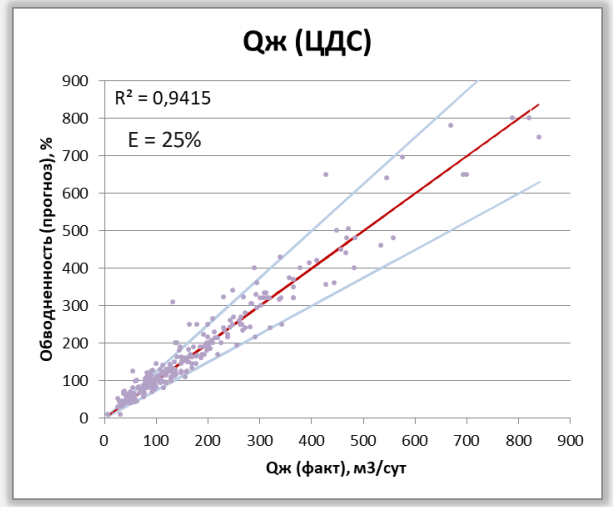


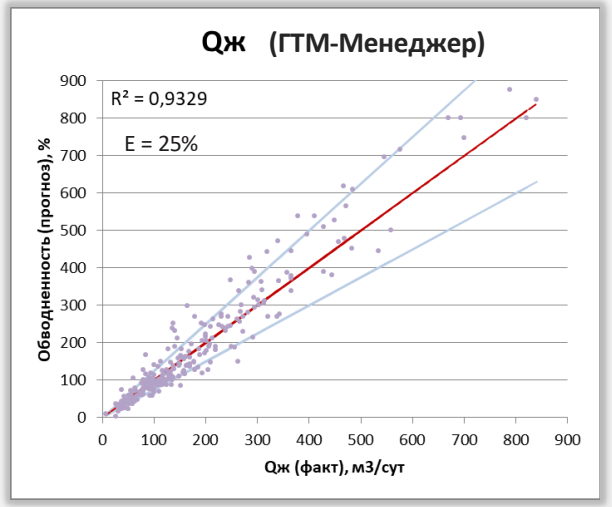
АНАЛИЗ СХОДИМОСТИ ПРОГНОЗОВ ОБВОДНЕННОСТИ И ДЕБИТА ЖИДКОСТИ

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ









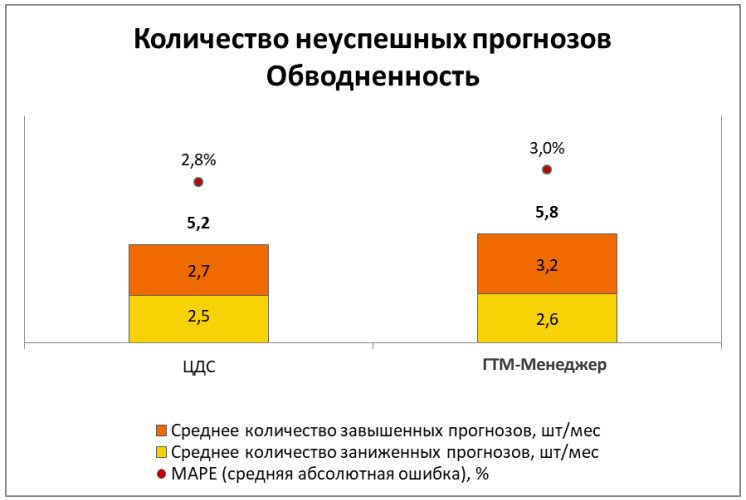
* ЦДС – прогнозы специалистов по подбору ГТМ

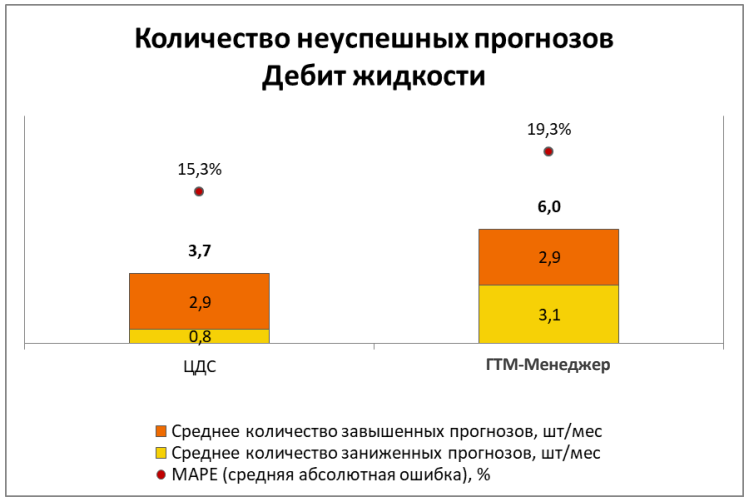
ПРОГНОЗ ОБВОДНЕННОСТИ

- Качество прогнозов «ГТМ-Менеджер» и специалистов по подбору ГТМ сопоставимо. В целом отмечается высокая степень сходимости с фактом (средняя абсолютная ошибка = 3%).

ПРОГНОЗ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ

- Средняя абсолютная ошибка в «ГТМ-Менеджер» на 4% выше, чем у специалистов по подбору ГТМ. Это объясняется наличием инфраструктурных ограничений, с учетом которых разрабатываются дизайны ГНО, что приводит к неполной реализации потенциала скважины после оптимизации. «ГТМ-Менеджер» производит расчет максимально-возможного дебита и не учитывает инфраструктурные ограничения, что является в некоторых случаях причиной расхождения в расчетах.





ВЫВОДЫ

- Предложен новый метод оценки продуктивности скважин после ОПЗ, применимый для массовых расчетов на действующем фонде скважин.
- Разработан программный продукт для автоматизации поиска скважин-кандидатов на ОПЗ и оптимизацию насосного оборудования.
- Проведен анализ сходимости прогнозных значений дебита жидкости и обводненности после ГТМ с фактическими показателями. По результату анализа подтверждено удовлетворительное качество прогнозов, сопоставимое с прогнозами специалистов по подбору ГТМ.

АББРЕВИАТУРЫ И СОКРАЩЕНИЯ

- ГТМ – геолого-технические мероприятия
- ОПЗ – обработка призабойной зоны
- ОПТ – оптимизация с увеличением типоразмера насоса
- ГНО – глубинно-насосное оборудование
- УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
- ТМС – погружная телеметрическая система
- ГЖС – газожидкостная смесь
- ГДМ – гидродинамическое моделирование
- МЭР – месячный эксплуатационный рапорт
- ТР – технологический режим
- ХВ – характеристики вытеснения
- CRM – Capacitance Resistance Model (ёмкостно-резистивная модель)
- SQL - Structured Query Language (язык структурированных запросов)
- БД – база данных
- IPR – Inflow Performance Relationship (индикаторная диаграмма)

РОСНЕФТЬ

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Галеев Айрат Алмазович

E-mail: aagaleev@tnnc.rosneft.ru

Тел.: +7 (3452) 52 90 90 доб. 0657