

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202393017** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2024.07.15

(51) Int. Cl. *G06Q 10/06* (2023.01)
G06F 17/18 (2006.01)
G06F 30/20 (2020.01)

(22) Дата подачи заявки
2023.11.24

(54) **СИСТЕМА ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ**

(96) 2023000190 (RU) 2023.11.24

(71) Заявитель:
**ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ
ОБЩЕСТВО "ГАЗПРОМ
НЕФТЬ" (RU)**

(72) Изобретатель:
**Слабецкий Андрей Анатольевич,
Юдин Евгений Викторович,
Окунев Максим Вадимович,
Воробьев Дмитрий Сергеевич,
Сун Дарья Витальевна, Тимонин
Сергей Геннадиевич, Пуцман
Илья Николаевич, Хакимов Ринат
Фанисович, Дмитриева Наталья
Анатольевна, Теплякова Яна
Юрьевна, Шаймарданов Тимур
Ильдусович (RU)**

(57) Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано для контроля, оптимизации и повышения безопасности разработки месторождений углеводородов. Система интегрированного моделирования разработки месторождения углеводородов включает блок памяти, процессор, соединенные с процессором модуль ввода исходных данных, модуль вывода результатов расчета. Система дополнительно включает соединенные с процессором модуль предварительного критериального отбора, модуль проверки качества данных, модуль основного критериального отбора, модуль расчёта статического потенциала, модуль расчета динамического потенциала, модуль формирования реестра кандидатов для программы ГТМ, модуль хранения данных, модуль загрузки данных. Изобретение обеспечивает повышение эффективности функционирования системы по управлению потенциалом месторождений, сокращение временных и ресурсных затрат на проведения инженерных расчетов, повышение быстродействия вычислительных процессов при формировании оптимального графика проведения геолого-технических мероприятий для каждой конкретной скважины с целью управления добычей нефти с возможностью поддержания плановых уровней добычи.

A1

202393017

202393017

A1

СИСТЕМА ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

5

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, и может быть использовано для контроля, оптимизации и повышения безопасности разработки месторождений углеводородов.

10 Наиболее близким аналогом к заявляемому техническому решению является система интегрированного концептуального проектирования месторождения углеводородов, включающая процессор, соединенные с процессором блок ввода исходных данных и экономико-технологических параметров, блок вывода результатов работы системы, блок обработки, включающий проектные модули, блок памяти, выполненный с
15 возможностью хранения промежуточных результатов реализации модулей, а также наборов команд, которые при выполнении их процессором, обуславливают реализацию указанных проектных модулей: модуля разработки, выполненного с возможностью определения количества и координат забоев скважин, профилей добычи по скважинам, модуля кустования, выполненного с возможностью проектирования оптимального
20 размещения кустовых площадок (КП) и распределения скважин по КП, модуля определения профиля добычи, выполненного с возможностью определения порядка ввода КП в эксплуатацию и составления графика бурения скважин, модуля поверхностного обустройства, выполненного с возможностью определения оптимального размещения центров сбора продукции скважин, формирования коридоров коммуникаций КП на
25 месторождении, определения параметров системы сбора продукции скважин, подготовки внешнего транспорта продукции скважин, утилизации попутного газа, расчета системы энергоснабжения, протяженности сети автомобильных дорог, модуля экономики, выполненного с возможностью определения капитальных и операционных затрат на разработку и обустройство месторождения, NPV, PI, IRR месторождения в целом, а также
30 модуля - карты, представляющего собой активную базу данных, выполненную с возможностью обработки топографических карт посредством отображения на картах промежуточных результатов [RU 2670801 С9, кл. G06F 17/50, опубл. 25.10.2018].

Недостатком известной системы интегрированного концептуального проектирования является отсутствие возможности внесения изменений в целевые параметры.

5 Техническим результатом, достигаемым при реализации заявленного изобретения за счет использования интегрированного моделирования, является повышение эффективности функционирования системы по управлению потенциалом месторождений, сокращение временных и ресурсных затрат на проведения инженерных расчетов, повышение быстродействия вычислительных процессов при формировании оптимального графика проведения геолого-технических мероприятий для каждой конкретной скважины
10 с целью управления добычей нефти с возможностью поддержания плановых уровней добычи.

Одновременно также достигается повышение быстродействия системы интегрированного моделирования при обработке больших массивов информации (данных) при проведении многовариантных расчетов с целью получения
15 верифицированных значений для последующего использования в процессе автоматического подбора.

Благодаря созданию предлагаемого изобретения было установлено, что оптимальный график геолого-технических мероприятий формируется из следующего перечня мероприятий для скважин кандидатов (добывающий фонд):

- 20 - Ввод из бездействия скважин (ВБД);
- Оптимизация работы глубинно-насосного оборудования (ОПТ);
- Заглубление глубинно-насосного оборудования (запуск на большую глубину);
- Смена способа эксплуатации скважины (механизация фонтанных скважин);
- Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ);
- 25 - Проведение гидроразрыва пласта и повторного гидроразрыва пласта (ГРП);
- Переводы на выше и ниже лежащие горизонты (ПВЛГ/ПНЛГ);
- Дострел (ПВР) не вскрытых перфорацией нефтенасыщенных пропластков;
- Перевод на поддержание пластового давления (ППД).

Также, благодаря созданию предлагаемого изобретения было установлено, что
30 оптимальный график геолого-технических мероприятий формируется из следующего перечня мероприятий для скважин кандидатов (нагнетательный фонд):

- Ввод из бездействия скважин (ВБД);
- Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ);
- Увеличение или уменьшение диаметра штуцера (ОПТ).

Таким образом, предлагаемая система проводит комплексную оценку в части формирования оптимального перечня мероприятий, учитывающих взаимозависимости технических приемов, направленных на повышение эффективности управления потенциалом месторождений и, как следствие, благодаря предлагаемому изобретению достигается повышение эффективности разработки месторождений.

Технический результат достигается за счет заявленного изобретения, а именно, системы интегрированного моделирования разработки месторождения углеводородов, включающей блок памяти, процессор, соединенные с процессором модуль ввода исходных данных, модуль вывода результатов расчета, при этом система дополнительно включает соединенные с процессором:

- модуль предварительного критериального отбора, выполненный с возможностью получения информации через модуль ввода исходных данных из базы данных производственной информации, содержащей данные технологического режима в формате массива объектов по фонду скважин, и сравнительного сопоставления данных;

- модуль проверки качества данных, выполненный с возможностью получения информации из модуля предварительного критериального отбора информации по итогам сравнительного сопоставления массива объектов по фонду скважин, и проверки качества полученных данных, обнаружения и распределения ошибок данных, формирования списка скважин с ГТМ (геолого-технические мероприятия) в виду отсутствия данных или ошибок технологического режима;

- модуль основного критериального отбора, выполненный с возможностью получения информации из модуля проверки качества данных, и формирования списка кандидатов на основании отбора скважин с учетом граничных значений геологических и технологических параметров;

- модуль расчёта статического потенциала, выполненный с возможностью получения информации из модуля основного критериального отбора, и осуществления расчета прогнозных дебитов жидкости, нефти, газа, обводненности и газового фактора после проведения ГТМ;

- модуль расчета динамического потенциала, выполненный с возможностью получения информации из модуля расчета статического потенциала, и осуществления расчёта прогнозной дополнительной добычи нефти и жидкости с учётом темпов падения, характерных для рассматриваемого месторождения;

- модуль формирования реестра кандидатов для программы ГТМ, выполненный с возможностью получения информации из модуля статического и динамического потенциала, и отображения данных по фонду скважин с мероприятиями ГТМ,

5 - модуль хранения данных, выполненный с возможностью получения информации из модуля проверки качества данных об обнаруженных ошибках, из модуля основного критериального отбора в отношении сформированного списка, не удовлетворяющего заданным граничным значениям с сохранением в массив не кандидатов, из модуля формирования реестра кандидатов для программы ГТМ, из модуля вывода результатов;

10 - модуль загрузки данных, выполненный с возможностью получения информации из модуля хранения данных и последующей передаче в модуль формирования реестра кандидатов для программы ГТМ.

15 Заявленное изобретение поясняется графическим материалом, представленном на фиг. 1.

На фиг. 1 представлена структурная схема системы интегрированного моделирования разработки месторождения углеводородов.

На структурной схеме показаны:

- 1 – Модуль ввода исходных данных;
- 20 2 – Модуль предварительного критериального отбора;
- 3 – Модуль проверки качества данных;
- 4 – Модуль основного критериального отбора;
- 5 – Модуль расчета статического потенциала;
- 6 – Модуль расчета динамического потенциала;
- 25 7 – Модуль формирования реестра кандидатов для программы ГТМ;
- 8 – Модуль вывода результатов расчета;
- 9 – Модуль хранения данных;
- 10 – Модуль загрузки данных.

30 Далее будет приведено описание функционирования системы интегрированного моделирования разработки месторождения углеводородов в заявленном качестве с подробным описанием функционирования устройства в режиме, обеспечивающем достижение заявленного технического результата.

Информация через модуль ввода исходных данных 1 из базы данных производственной информации, содержащей данные технологического режима в формате

массива объектов по фонду скважин, поступает в модуль предварительного критериального отбора 2. Модуль предварительного критериального отбора 2 отбирает скважины методом сопоставления скважин, которые по признакам, описанным ниже, не могут быть кандидатами и по которым нет смысла проводить проверку качества данных.

5 Скважины, которые не проходят предварительный критериальный отбор, сразу отсеиваются в некандидаты и не проходят проверку качества данных для определения в «Ошибки».

10 Условия, которые закладываются в функционирование модуля предварительного критериального отбора 2, по которым скважины не могут быть кандидатами и по которым нет смысла проводить проверку качества данных:

- Оптимизация насосного оборудования (ОПТ)

15 Скважина является неканدیدатом на ОПТ и не проходит дальнейшую проверку на качество данных, если по ней выполняется хотя бы одно из следующих условий: Состояние на конец месяца (Техрежим «Состояние на конец месяца») равно «В освоении» - присваивается критерий отклонения «Скважина в освоении»; отсутствует значение Динамического уровня (Техрежим, Нд) И есть значение Типа доп. оборудования (Техрежим, тип оборудования) И способ эксплуатации (Техрежим, СЭ) – «ЭЦН» (электроприводной центробежный насос) - присваивается критерий отклонения «ЭЦН с пакером»; Способ эксплуатации (Техрежим, СЭ) не «ЭЦН» ИЛИ тип насоса (Техрежим, тип насоса) - «фонтанный лифт» ИЛИ тип насоса (Техрежим, тип насоса) - «Воронка» -
20 присваивается критерий отклонения «Не ЭЦН».
25

- Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ)

30 Скважина является неканدیدатом на ОПЗ и не проходит дальнейшую Проверку на качество данных, если по ней выполняется хотя бы одно из следующих условий: Состояние на конец месяца (Техрежим «Состояние на конец месяца») равно «В освоении» - присваивается критерий отклонения «Скважина в освоении»; есть значение Динамического уровня (Техрежим, Нд) И есть значение Типа доп. оборудования (Техрежим, тип оборудования) И способ эксплуатации (Техрежим, СЭ) – «ЭЦН» -

присваивается критерий отклонения «ЭЦН с пакером»; Способ эксплуатации (Техрежим, СЭ) – «ФОН» ИЛИ Способ эксплуатации (Техрежим, СЭ) - «Без способа» ИЛИ тип насоса (Техрежим, тип насоса) – «фонтанный лифт» ИЛИ тип насоса (Техрежим, тип насоса) - «Воронка» И [выключен тумблер для ОПЗ «предлагать скважины на фонтане» - присваивается критерий отклонения «ФОН»].

- Вывод из бездействия (ВБД)

Скважина является некандидатом на ВБД и не проходит дальнейшую Проверку на качество данных, если по ней выполняется хотя бы одно из следующих условий: Состояние на конец месяца - «В бездействии» ИЛИ «В бездействии текущего года» ИЛИ «В бездействии прошлых лет» И разница между текущей датой и датой остановки более граничного значения, заданного пользователем в Окне настройки граничных значений – присваивается критерий отклонения «В остановке более 5 лет». Причина простоя (Техрежим, Причина простоя) принимает одно из значений из таблицы 1 – присваивается критерий отклонения «Аварийная причина простоя».

Табл. 1

N	Перечень аварийных причин простоя бездействующего фонда скважин
1.	Причина простоя из Техрежима
2.	Отсутствие притока жидкости
3.	Смятие обсадной колонны
4.	Падение НКТ на забой в рез.обрыва
5.	Падение НКТ на забой в рез.отворот
6.	Падение на забой НКТ с ШГН
7.	Падение на забой ЭЦН с трубами, кабелем
8.	Падение прибора с кабелем
9.	Забой засорен постор.метал.предм.
10.	Забой засыпан осадками
11.	Обрыв штанги
12.	Ликвидация обрыва штанг
13.	Ликвидация отворота штанг
14.	Ликвидация обрыва полированного штока
15.	Ликвидация отворота автосцепа плунжера
16.	Ликвидация отворота автосцепа
17.	Ликвидация порыва эксплуатационной колонны
18.	Ловля НКТ, упавших на забой в результате обр.
19.	Ловля НКТ, упавших в забой в результате отв.
20.	Очистка забоя от засоренности трубобур.
21.	Наращивание цементного кольца за колонной
22.	Подготовка скважин к ликвидации

23.	Подготовка скважины к ликвидации вследствие обвод.
24.	Работы по ликвидации скважины
25.	Работы по ликвидации аварий подз.оборудов.
26.	Работы по ликвидации скважины вследствие аварии
27.	Перевод в другой фонд вследствие аварии
28.	Обрыв инструмента ПРГС (Подземный ремонт газлифтных скважин)
29.	Скважина в черте населенного пункта
30.	Скважина за контуром нефтеносности
31.	Ликвидация после бурения
32.	Ликвидация после эксплуатации
33.	Аварийное состояние коллектора

- Гидроразрыв пласта/многостадийный гидроразрыв пласта (ГРП / МГРП)

Скважина является некандидатом на ГРП/МГРП и не проходит дальнейшую
5 проверку на качество данных, если по ней выполняется хотя бы одно из следующих
условий: Состояние на конец месяца (Техрежим «Состояние на конец месяца) равно «В
освоении» - присваивается критерий отклонения «Скважина в освоении»; отсутствует
значение Динамического уровня (Техрежим, Нд) И есть значение Типа доп. оборудования
(Техрежим, тип оборудования) И способ эксплуатации (Техрежим, СЭ) – «ЭЦН» -
10 присваивается критерий отклонения «ЭЦН с пакером»; Способ эксплуатации (Техрежим,
СЭ) – «ФОН» ИЛИ Способ эксплуатации (Техрежим, СЭ) - «Без способа» ИЛИ тип насоса
(Техрежим, тип насоса) – «фонтанный лифт» ИЛИ тип насоса (Техрежим, тип насоса) -
«Воронка» - присваивается критерий отклонения «ФОН».

15 *- Перевод на выше/ниже лежащий горизонт (ПВЛГ / ПНЛГ)*

Скважина является некандидатом на ПВЛГ/ ПНЛГ и не проходит дальнейшую
проверку на качество данных, если по ней выполняется хотя бы одно из следующих
условий: Состояние на конец месяца (Техрежим «Состояние на конец месяца) равно «В
20 освоении» - присваивается критерий отклонения «Скважина в освоении»; отсутствует
значение Динамического уровня (Техрежим, Нд) И есть значение Типа доп. оборудования
(Техрежим, тип оборудования) И способ эксплуатации (Техрежим, СЭ) – «ЭЦН"» -
присваивается критерий отклонения «ЭЦН с пакером»; Способ эксплуатации (Техрежим,
СЭ) – «ФОН» ИЛИ Способ эксплуатации (Техрежим, СЭ) - «Без способа» ИЛИ тип насоса
25 (Техрежим, тип насоса) – «фонтанный лифт» ИЛИ тип насоса (Техрежим, тип насоса) -
«Воронка» - присваивается критерий отклонения «ФОН».

Информация из модуля предварительного критериального отбора 2 поступает в модуль проверки качества данных 3, в котором проходит проверку качества полученных данных, обнаружения и распределения ошибок данных, формирования списка скважин с ГТМ в виду отсутствия данных или ошибок технологического режима. Модуль проверки качества данных 3 предназначен для формирования списка скважин с ГТМ, которые нельзя отнести к скважинам-кандидатам или скважинам-некандидатам по причине отсутствия данных или ошибок в данных технологического режима.

Условия по типу ошибок, которые закладываются в функционирование модуля проверки качества данных 3:

- Расчет не может быть произведен (нет данных),
- Расчет возможен, но с ошибками (нет данных),
- Расчет возможен, но с ошибками (данные нефизичны).

Модуль проверки качества данных 3 обеспечивает обнаружение и распределение ошибок данных. Первая проверка проходит на основе матрицы данных. В случае выявления ошибок отсутствия данных, нефизичности данных в текущем технологическом режиме, информация по ним загружается в модуль хранения данных 9 автоматически и хранятся в двоичном формате.

Информация из модуля проверки качества данных 3 сохраняется в модуль хранения данных 9 по обнаруженным ошибкам (реестра ошибок) в формате двоичных данных.

На мероприятия по скважинам, по которым найдены ошибки, не производится расчёт потенциала.

Информация из модуля проверки качества данных 3 передается в виде HTTP-запроса с данными в формате JSON в модуль основного критериального отбора 4. Далее в модуле основного критериального отбора 4 на основе граничных значений осуществляется формирование списка кандидатов на основании отбора скважин с учетом граничных значений геологических и технологических параметров. Информация, направляемая в модуль хранения данных 9, сохраняется в двоичном формате.

При создании проекта граничные значения автоматически принимают те же значения, что и в прошлом месяце (в предыдущем проекте). Изначально граничные

значения устанавливаются на основе ТЗ. После критериального отбора, в результате которого проставляется признак удовлетворительности (1 удовлетворяет, -1 не удовлетворяет) при проверке каждого из критериев, скважины с ГТМ с показателями не удовлетворяющие заданным граничным значениям будут направлены в некандидаты, создаётся массив некандидатов и сохраняется в модуле хранения данных 9 в двоичном формате, а данные, удовлетворяющие критериям поступают на обработку в формирование списка кандидатов, где происходит создание массива кандидатов и сохранение его тоже в модуль хранения данных 9 в двоичном формате.

Информация в виде массива структур из модуля основного критериального отбора 4 поступает в модуль расчёта статического потенциала 5, в котором производится расчета прогнозных дебитов жидкости, нефти, газа, обводненности и газового фактора после проведения ГТМ для дальнейшей передачи результатов расчета в модуль расчета динамического потенциала 6 и в модуль формирования реестра кандидатов для программы ГТМ 7.

В модуле расчёта статического потенциала 5 расчёт целевых параметров происходит по указанным ниже формулам:

Статический потенциал от проведения ГТМ рассчитывается по формуле $\Delta Q_n = Q_n^{\text{цель}} - Q_n^{\text{факт}}$, где фактический дебит ($Q_n^{\text{факт}}$) берется из актуального ТР, а целевой ($Q_n^{\text{цель}}$) рассчитывается по формуле в зависимости от вида ГТМ.

- Оптимизация насосного оборудования (ОПТ)

Для ОПТ дебиты жидкости и нефти равны параметрам из актуального ТР.

- Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ)

Вне зависимости от типа скважины, рассчитать депрессию:

$$\Delta P_i = \begin{cases} (1 - W_c) \cdot \left(P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}} + \frac{P_{\text{нас}}}{1,8} \left(1 - 0,2 * \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right) - 0,8 * \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right)^2 \right) \right) + W_c \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}} \text{ и } P_{\text{пл}} \geq P_{\text{нас}} \\ (1 - W_c) \cdot \left(\frac{P_{\text{пл}}}{1,8} \left(1 - 0,2 * \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}}} \right) - 0,8 * \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}}} \right)^2 \right) \right) + W_c \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}} \text{ и } P_{\text{пл}} < P_{\text{нас}} \end{cases}$$

25

$P_{\text{заб}}$ –забойное давление на текущую дату, атм;

$P_{\text{пл}}$ –пластовое давление на текущую дату, атм;

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения на текущую дату, атм;

W_c – обводненность скважины на текущую дату, д.ед.

Для вертикальных скважин целевой дебит жидкости считаем по формуле:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{опз}} = \frac{K * h * \Delta P}{18.4 * B_{\text{ж}} * \mu_{\text{ж}} * \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S^{\text{опз}} \right)}$$

Для горизонтальных скважин целевой дебит жидкости считаем по формуле:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{опз}} = \frac{K_h * h * \Delta P}{18.41 * B_{\text{ж}} * \mu_{\text{ж}} * \left\{ \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L_h}{2} \right)^2}}{\frac{L_h}{2}} \right) + \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{\beta h}{(\beta + 1)r_w} \right) + S^{\text{опз}} \right\}}$$

Где:

5 $S^{\text{опз}} = 0$, целевой скин-фактор для всех типов заканчивания скважин;

K – проницаемость для вертикальной скважины, мкм²;

K_h – проницаемость для горизонтальной скважины, мкм²;

$P_{\text{заб}}$ – забойное давление на текущую дату, атм;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление на текущую дату, атм;

10 $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения на текущую дату, атм;

$\mu_{\text{ж}}$ – вязкость жидкости на текущую дату, сПз;

r_e – радиус контура питания, м;

r_w – радиус скважины, м рассчитывается по формуле:

$$r_w = \begin{cases} \frac{d_{\text{ЭК}}}{2 \cdot 1000}, & d_{\text{ЭК}} \neq \text{null} \\ 0.07, & d_{\text{ЭК}} = \text{null} \end{cases}$$

15 Где:

$d_{\text{ЭК}}$ – диаметр эксплуатационной колонны, мм;

$B_{\text{ж}}$ – объемный коэффициент жидкости, м³/м³;

L_h – длина горизонтального участка скважины, м;

$Q_{\text{ж}}$ – дебит жидкости по скважине на текущую дату, м³/сут;

20 a – параметр, рассчитывается по формуле:

$$a = \frac{L_h}{2} \left(0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L_h} \right)^4} \right)^{0.5}$$

$$r_{eh} = \sqrt{\left(\frac{L_h}{2} + r_{ev} \right) r_{ev}}$$

Где:

r_{ev} – радиус контура питания, м.

Расчет целевого дебита нефти:

$$Q_n^{OP3} = Q_{ж}^{OP3} \cdot \rho_n \cdot (1 - W_c)$$

ρ_n - плотность нефти на текущую дату, г/см³;

W_c – обводненность скважины на текущую дату, д.ед;

5 - Гидроразрыв пласта (ГРП)

Потенциальный дебит жидкости для ННС (наклонно-направленные скважины) рассчитывается по формуле Дюпюи (1-3):

$$K_{\text{прод}} = \frac{k_h \cdot h}{18.4 \cdot B_{ж} \cdot \mu_{ж} \cdot \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S_{\text{ГРП}}^{\text{max}} \right)} \quad (1)$$

$$\Delta P =$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \left[f_o \cdot \left(P_{\text{пл}}^{\text{Тек}} - P_{\text{нас}} + \frac{P_{\text{нас}}}{1.8} \left(1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right)^2 \right) \right) + f_w \cdot (P_{\text{пл}}^{\text{Тек}} - P_{\text{заб}}) \right], P_{\text{пл}}^{\text{Тек}} \geq P_{\text{нас}}, P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}} \\ \left[f_o \cdot \left(\frac{P_{\text{пл}}^{\text{Тек}}}{1.8} \left(1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}}^{\text{Тек}}} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}}^{\text{Тек}}} \right)^2 \right) \right) + f_w \cdot (P_{\text{пл}}^{\text{Тек}} - P_{\text{заб}}) \right], P_{\text{пл}}^{\text{Тек}} < P_{\text{нас}} \end{array} \right. \quad (2)$$

$$f_o = 1 - WC/100$$

$$f_w = WC/100$$

$$Q_{ж}^{\text{ГРП}} = K_{\text{прод}} \cdot \Delta P \quad (3)$$

Где:

$S_{\text{ГРП}}^{\text{max}}$ – целевой скин-фактор;

10 k_h – проницаемость, рассчитанная на ПУР (псевдоустановившийся режим работы скважины);

h - нефтенасыщенная толщина пласта;

$B_{ж}$ – объемный коэффициент жидкости на текущую обводненность;

$\mu_{ж}$ – вязкость жидкости на текущую обводненность;

15 R_e – радиус контура питания скважины, м;

r_w – радиус скважины, м, рассчитывается по формуле:

$$\left\{ \begin{array}{l} r_w = \frac{d_{\text{ЭК}}}{2 \cdot 1000}, \quad d_{\text{ЭК}} \neq null; \\ r_w = 0.07, \quad d_{\text{ЭК}} = null \end{array} \right.$$

Где:

$d_{\text{ЭК}}$ – диаметр эксплуатационной колонны, мм;

$P_{\text{заб}}$ – целевое забойное давление, атм;

$P_{\text{заб}}^{\text{Тек}}$ - целевое забойное давление из ГРП;

$P_{\text{пл}}^{\text{Тек}}$ – текущее пластовое давление, атм;

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, атм, определяется из таблицы PVT (pressure, volume, temperature);

WC – текущая обводненность, %;

$$Q_{\text{н}}^{\text{ГРП}} = \frac{Q_{\text{ж}}^{\text{ГРП}} * \rho_{\text{н}} * 100 - WC}{100} \quad (4)$$

Где:

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти (таблица PVT).

Потенциальный дебит жидкости для ГС (горизонтальных скважин), на которых ранее не было проведено ГРП рассчитывает по формуле Бабу-Оди:

Расчет безразмерной продуктивности J_d горизонтального ствола на псевдоустановившемся режиме определяется по формулам:

$$r_e = \text{MAX} \left\{ \max \left[\frac{L_h}{\sqrt{\pi}}; \left(\frac{1,27h}{i_k} + 0,5L_h \right) / \sqrt{\pi} \right]; R_e \right\} \quad (5)$$

$$a_d = (r_e \sqrt{\pi}) / L_h \quad (6)$$

$$b_d = (r_e \sqrt{\pi}) / L_h \quad (7)$$

$$h_d = h / (i_k L_h) \quad (8)$$

$$r_{dw} = r_w / (\sqrt{i_k} L_h) \quad (9)$$

$$i_k = \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (10)$$

$$t_{dpss} = 0,116 a_d^2 \quad (11)$$

$$P_d = P_{dpss} = \begin{cases} \frac{h_d}{b_d} \left[\frac{2\pi t_{dpss}}{a_d h_d} + S_X + S_{XZ} + S_Y + b_d S \right] \\ 0, \text{ если } i_k = 0 \end{cases} \quad (12)$$

15 Функции S_X, S_{XZ}, S_Y определены ниже:

$$S_X = \frac{\pi a_d}{6 h_d} \quad (13)$$

$$S_{XZ} = \ln\left(\frac{h_d}{r_{dw}}\right) - \ln(2\pi) \quad (14)$$

$$S_Y = \begin{cases} \frac{2 b_d^2}{\pi h_d} \left[F\left(\frac{1}{2b_d}\right) - F\left(1 - \frac{1}{2b_d}\right) \right] + (b_d - 1) \left[-\ln\left(r_{dw} \sqrt{\frac{1}{a_d^2} + \frac{1}{h_d^2}}\right) - 1,05 \right], & a_d \geq b_d \\ \frac{\pi b_d^2}{6 a_d h_d} \left[1 + \frac{1}{2b_d} \left(\frac{1}{b_d} - 3 \right) \right] + \frac{\pi a_d (b_d - 1)}{6 h_d} + (b_d - 1) \left[-\ln\left(r_{dw} \sqrt{\frac{1}{a_d^2} + \frac{1}{h_d^2}}\right) - 1,05 \right], & a_d < b_d \end{cases} \quad (15)$$

В выражении для S_Y функция $F(\theta)$ имеет вид:

$$F(\theta) = -\pi\theta \ln(\pi\theta) + \pi\theta + \frac{(\pi\theta)^3}{72} + \frac{(\pi\theta)^5}{14400} \quad (16)$$

Тогда безразмерный коэффициент продуктивности горизонтального ствола:

$$J_a = \begin{cases} 1/P_d \\ 0, \text{ если } P_d = 0 \end{cases} \quad (17)$$

Коэффициент продуктивности горизонтальной скважины определяется из соотношения:

$$J = \frac{k_h h}{18,42 B_{ж} \mu_{ж}} J_a \quad (18)$$

$$Q_{ж}^{ГРП} = J \Delta P \quad (19)$$

5 Дебит нефти $Q_H^{ГРП}$ пересчитывается из запускного дебита жидкости $Q_{ж}^{ГРП}$:

$$Q_H^{ГРП} = Q_{ж}^{ГРП} \left(1 - \frac{WC}{100} \right) \rho_H \quad (20)$$

Где:

$B_{ж}$ – объемный коэффициент жидкости на текущую обводненность;

$\mu_{ж}$ – вязкость жидкости на текущую обводненность;

WC – текущая обводненность, %;

10 k_h – проницаемость, рассчитанная на ПУР;

$\frac{k_v}{k_h}$ анизотропия пласта по проницаемости, по умолчанию равна 0.1;

L_h – длина горизонтального ствола скважины;

S – текущий скин-фактор, задается по умолчанию 0;

h – нефтенасыщенная толщина пласта;

15 R_e – радиус контура питания скважины, м;

r_w – радиус скважины, м, рассчитывается по формуле:

$$\begin{cases} r_w = \frac{d_{ЭК}}{2 \cdot 1000}, & d_{ЭК} \neq null, \\ r_w = 0.07, d_{ЭК} = null \end{cases}$$

Где $d_{ЭК}$ – диаметр эксплуатационной колонны, мм;

ΔP – депрессия;

ρ_H – плотность нефти.

5) *з) Увеличение частоты вращения электродвигателя (УВЧ)*

Расчет потенциала производится на целевую частоту. Целевая частота определяется в зависимости от вида двигателя ЭЦН:

- асинхронный погружной электродвигатель (АПЭД): фактическая частота < 60 Гц; целевая частота = 60 Гц;

10) • вентильный электродвигатель (ВЭД): 70 Гц < фактическая частота < 200 Гц; целевая частота = 200 Гц.

$$K_{\text{прод}} = \begin{cases} \frac{k_h * h}{18.4 * B_{ж} * \mu_{ж} * \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S_{\text{ННС}} \right)}, & \text{для ПВЛГ/ПНЛГ} \\ \frac{k_h * h}{18.4 * B_{ж} * \mu_{ж} * \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S_{\text{ГРП}}^{\text{max}} \right)}, & \text{для ПВЛГ + ГРП/ПНЛГ + ГРП} \end{cases} \quad (1)$$

$$\Delta P =$$

$$\begin{cases} \left[f_o * \left(P_{\text{пл}}^{\text{Тек}} - P_{\text{нас}} + \frac{P_{\text{нас}}}{1.8} \left(1 - 0.2 * \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right)^2 \right) \right) + f_w * (P_{\text{пл}}^{\text{Тек}} - P_{\text{заб}}) \right], & P_{\text{пл}}^{\text{Тек}} \geq P_{\text{нас}}, P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}} \\ \left[f_o * \left(\frac{P_{\text{пл}}^{\text{Тек}}}{1.8} \left(1 - 0.2 * \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}}^{\text{Тек}}} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}}^{\text{Тек}}} \right)^2 \right) \right) + f_w * (P_{\text{пл}}^{\text{Тек}} - P_{\text{заб}}) \right], & P_{\text{пл}}^{\text{Тек}} < P_{\text{нас}} \end{cases} \quad (2)$$

$$f_o = 1 - WC/100$$

$$f_w = WC/100$$

$$Q_{ж} = K_{\text{прод}} * \Delta P \quad (3)$$

$$S_{\text{ННС}} = \begin{cases} -\left(\frac{a}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{a}{56}\right)^{1.865} * \log \frac{h}{100}, & \text{если } \alpha \leq 75 \\ 0, & \text{если } \alpha > 75 \end{cases}$$

$$a = \arctg \left(\sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \operatorname{tg}(\alpha) \right) \quad (4)$$

$$\alpha = \arccos \left(\frac{h}{\sum L_{md}} \right)$$

Считаем, что изменение дебита пропорционально изменению частоты, таким образом, целевой дебит жидкости:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{цель}} = \frac{Q_{\text{ж}}^{\text{факт}} \cdot F_{\text{цель}}}{F_{\text{факт}}},$$

где:

$Q_{\text{ж}}^{\text{факт}}$ – фактический дебит жидкости, м3/сут;

5 $F_{\text{факт}}$ - фактическая частота, Гц.

д) Вывод из бездействия (ВБД)

Для ВБД и всех комплексов с ним приросты по дебитам жидкости и нефти равны параметрам на целевом режиме (значение в актуальном ТР).

е) Перевод на выше-, нижележащий горизонт (ПВЛГ/ПНЛГ)

10 Расчет потенциального дебита жидкости скважины при переводе на пласт – кандидат ведется по пластам и рассчитывается по формуле Дюпюи (1-3). Для каждого пласта-кандидата рассчитывается потенциал с ГРП и без ГРП.

Где:

$S_{\text{ННС}}$ – скин-фактор за счет на отклонения скважины от вертикали;

15 α , градусы - угол отклонения ствола скважины от вертикали, градусы;

$\sum L_{md}$ – проходка по стволу скважины в пласте-кандидате;

$\frac{k_v}{k_h}$ – анизотропия пласта по проницаемости, по умолчанию равна 0.1;

$S_{\text{ГРП}}^{\text{max}}$ – целевой скин-фактор;

k_h – проницаемость;

20 h - нефтенасыщенная толщина пласта;

$B_{\text{ж}}$ – объемный коэффициент жидкости на текущую обводненность WC;

$\mu_{\text{ж}}$ – вязкость жидкости на текущую обводненность WC;

R_e – радиус контура питания скважины, м;

r_w – радиус скважины, м

$$\begin{cases} r_w = \frac{d_{ЭК}}{2 \cdot 1000}, & d_{ЭК} \neq null; \\ r_w = 0.07, d_{ЭК} = null \end{cases}$$

Где:

$d_{ЭК}$ – диаметр эксплуатационной колонны, мм;

$P_{заб}$ – целевое забойное давление, атм;

5 $P_{пл}^{Тек}$ – текущее пластовое давление, атм;

$P_{нас}$ – давление насыщения, атм;

WC – текущая обводненность, %.

10 Расчет целевого забойного давления для ПВЛГ и ПНЛГ:

$$P_{заб} = \begin{cases} P_{заб}^{цел} + \rho_{смеси} g \Delta h, & \text{если ПНЛГ} \\ P_{заб}^{цел} - \rho_{смеси} g \Delta h, & \text{если ПВЛГ} \end{cases} \quad (5)$$

$$\rho_{смеси} = \frac{\rho_n}{B_n} * \left(1 - \frac{WC}{100}\right) + \frac{\rho_v * WC}{100} \quad (6)$$

$$\Delta h = \left| \left(H_{кровли}^{пластГТМ} - H_{ВДП}^{текущийпласт} \right) \right| \quad (7)$$

Где:

$P_{заб}^{цел}$ – целевое забойное давление из ТР на текущий пласт разработки;

ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях;

ρ_v – плотность воды в поверхностных условиях;

15 B_n, B_v – объёмный коэффициент нефти и воды из РВТ;

g – ускорение свободного падения 9.81 м/с²;

$H_{кровли}^{пластГТМ}$ – глубина кровли пласта ПВЛГ/ПНЛГ, м;

$H_{ВДП}^{текущийпласт}$ – глубина верхних дыр перфорации текущего пласта, м.

20 Расчет потенциального дебита нефти скважины ведется по формуле 8.

$$Q_n = \frac{Q_{ж} * \rho_n * 100 - WC}{100} \quad (8)$$

$$B_{ж} = B_n * \left(1 - \frac{WC}{100}\right) + \frac{B_v * WC}{100} \quad (9)$$

$$\mu_{ж} = \frac{\mu_{н} \cdot \mu_{в}}{(k_{ro} \cdot \mu_{в} + k_{rw} \cdot \mu_{н})} \quad 10)$$

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{wc}} * \left(\frac{1 - S - S_w}{1 - S - S_{wc}} \right)^{EXO}$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_S * \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S - S_{wc}} \right)^{EXW} \quad 11)$$

$\mu_{н}, \mu_{в}$ – вязкость нефти и воды из PVT;

k_{ro}, k_{rw} – относительные фазовые проницаемости для нефти и воды;

$(k_{ro})_{S_{wc}}$ –концевая точка по нефти;

5 $(k_{rw})_S$ –концевая точка по воде;

EXO – степень Кори по нефти;

EXW – степень Кори по воде;

S_{wc} – связанная водонасыщенность;

S_{or} – остаточная нефтенасыщенность;

10 S_w – водонасыщенность при текущей обводненности.

ж) Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП)

Потенциальный дебит жидкости для скважин ГС, на которых ранее было проведено ГРП рассчитывает по формуле Ли:

(1)

$$\begin{aligned}
Q_{\text{ж}}^{\text{ГПП}} &= \\
Q_i &= \frac{1.7054 * 0.01(\Delta P)}{B_{\text{ж}} * \mu_{\text{ж}} \left(\frac{1}{\frac{1}{a} + b} + d \right)} \\
Q_{i_2} &= \frac{1.7054 * 0.01(\Delta P)}{B_{\text{ж}} * \mu_{\text{ж}} \left(\frac{1}{\frac{1}{a_2} + b_2} + d_2 \right)} \\
a &= \frac{1}{k_h * h * x_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} + \frac{c}{k_f * w} \\
b &= \frac{k_h * L_D(L_{f1} + L_{f2})}{c} \\
c &= \frac{x_f}{h} - \frac{1}{2} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \\
d &= \frac{L - x_f}{k_h * h(L_{f1} + L_{f2})} \\
L &= X/2 \\
L_{f1} &= L_{f2} = \frac{L_h}{\frac{_}{2}} \\
L_{f22} &= \frac{Y - L_h}{2} + L_{f2} \\
a_2 &= \frac{1}{k_h * h * x_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f22}} \right)} + \frac{c}{k_f * w} \\
b_2 &= \frac{k_h * L_D(L_{f1} + L_{f22})}{c} \\
d_2 &= \frac{L - x_f}{k_h * h(L_{f1} + L_{f22})} \\
X &= 2 * x_f + 100 \\
Y &= L_h + 2 * 100
\end{aligned}$$

где:

k_f – проницаемость проппанта, мД ($k_f = K_f^{ппоп} * 1000$);

w – ширина трещины;

x_f – полудлина трещины, среднее значение из Фраклиста по предыдущим ГРП;

5 $n_{_}$ – кол-во трещин равное количеству трещин предыдущему ГРП из Фраклиста;

$L_D = 1$;

L_h – длина горизонтального ствола скважины через координаты точек Т1 и Т3.

$$B_{ж} = B_H * \left(1 - \frac{WC}{100}\right) + \frac{B_B * WC}{100} \quad (2)$$

$$\mu_{ж} = \frac{\mu_H \cdot \mu_B}{(k_{ro} \cdot \mu_B + k_{rw} \cdot \mu_H)} \quad (3)$$

$$L_h = \sqrt{(x_1 - x_3)^2 + (y_1 - y_3)^2} \quad (4)$$

10

Информация из модуля расчета статического потенциала 5 поступает в модуль расчета динамического потенциала 6 для осуществления расчёта прогнозной дополнительной добычи нефти и жидкости с учётом темпов падения, характерных для рассматриваемого месторождения. Расчёт дополнительной добычи нефти и жидкости с

15 учётом темпов падения, характерных для рассматриваемого месторождения выполняется по формуле:

$$\hat{Q}_o^t = Q_1^t \rho_o (1 - f_w^{t-1}), \text{ где}$$

$$Q_1^t = 30.4 q_1 T_1^t K_{эксп}$$

Q_1^t – прогнозная накопленная добыча жидкости за месяц t , м3;

18 q_1 – текущий дебит жидкости для базового сценария или целевой дебит жидкости

20 после ГТМ, м3/сут.;

T_1^t темп падения жидкости за месяц t (может изменяться только в диапазоне от 0 до 1), д.е;

$K_{эксп}$ – коэффициент эксплуатации (параметр из баз данных, в случае отсутствия константа = 0.98), д.е.

25 ρ_o – текущая плотность нефти, г/см3;

f_w^{t-1} – обводненность на конец предыдущего месяца, д.е.

Информация из модуля расчета динамического потенциала 7 поступает в модуль формирования реестра кандидатов для программы ГТМ 8 для отображения информации по мероприятиям (корректировка проведенная в этом или прошлом проекте, результаты предыдущей экспертизы, перенос из не кандидатов, данные из смежных систем).

5 Модуль формирования реестра кандидатов для программы ГТМ 7 выполнен с возможностью получения информации из модуля расчета статического потенциала 5 и модуля расчета динамического потенциала, и отображения данных по фонду скважин с мероприятиями ГТМ, а также получения информации из модуля загрузки данных 10.

10 Информация из модуля формирования реестра кандидатов для программы ГТМ 7 в модуль вывода результатов расчета 8.

В модуле формирования реестра кандидатов для программы ГТМ 7 пользователем устанавливается признак согласования кандидата для проведения мероприятия. Оператор согласует или отклоняет мероприятие, выбор сохраняется для данного проекта в двоичном виде. Для мероприятий УВЧ происходит запрет дальнейшей корректировки.

15 Данные, которые вносятся экспертом, переходят в двоичном формате в модуль хранения данных (9). При проведении экспертизы, оператор может проверить составленный системой список не кандидатов и в случае обнаружения ошибки в данных провести ручную корректировку и перенести скважину с ГТМ в список кандидатов. Корректировка невозможна для УВЧ. Оператор также может внести изменения в граничные значения в

20 модуле пересмотра граничных значений и сохранения проекта и запуск перерасчета проекта, переход в модуль предварительного критериального отбора 2, граничные значения будут сохранены для данного проекта в двоичном формате в модуле хранения данных 9. После согласования в модуле формирования реестра кандидатов для программы ГТМ 7 все согласованные кандидаты попадают в «список согласованных кандидатов» и

25 направляются на формирование графика ГТМ в виде массива структур, полученных в результате работы алгоритма в JSON формате, который будет отправлен по протоколу HTTP. При отклонении кандидатов, определяется относится ли причина к заблокированному потенциалу. Все кандидаты с такими причинами попадают в список кандидатов с заблокированным потенциалом.

30

Причины с заблокированным потенциалом:

- Интерференция со скважинами окружения
- Низкое Рпл на целевой пласт
- Низкое Рпл: недостаточный уровень компенсации

- Низкое Рпл: нет гидродинамической связи с фондом ППД (поддержание пластового давления);
- Низкое Рпл: остановлены влияющие ППД
- Низкое Рпл: отсутствие системы ППД
- 5
 - Ожидание эффекта ГТМ на соседней скважине
 - Риск обводнения (подстилающая вода)
 - Риск обводнения (прорыв ФНВ (фронт нагнетаемой воды))
 - Риск прорыва газа из ГШ (газовой шапки)
 - "Запирание" по инфраструктуре (жидкость/газ)
- 10
 - Отсутствие инфраструктуры
 - ГТМ запланирован в ближайшие 3 месяца
 - Налоговые ограничения
 - Ограничение ОПЕК (Организация стран-экспортеров нефти)
 - Отсутствие необходимого оборудования
- 15
 - Под исследованием/ ОПИ (Опытно-промышленные исследования)
 - Скважина остановлена
 - Были ВСП по ЗП (внутрисменный простой по защите от перегрузки), КЛИН
 - Были остановки по ЗСП (защита от срыва подачи)
 - Вынос мехпримесей из-за разрушения породы / Высокий КВЧ (количество
- 20 взвешенных частиц)
 - Высокая загрузка
 - АВПД (аномально высокое пластовое давление)
 - АВПД (аномально высокое пластовое давление) на целевой пласт
 - Держится эффект прошлого ГТМ
- 25
 - Заколонная циркуляция
 - Неудовлетворительное техсостояние Э/К (эксплуатационная колонна)
 - Низкая изоляция
 - Ограничение по внутреннему D Э/К
 - Отсутствие износостойкого оборудования
- 30
 - Отсутствие эффекта от ГТМ по окружению
 - Аварийный фонд
 - ЧРФ (часто ремонтируемый фонд)

- Отсутствие подъездных путей к скважине
- Критическая обводнённость для достижения потенциала
- Низкий МРП (межремонтный период)
- Отрицательная величина скин-фактора

5 • Фонтанирует через затрубное пространство ($R_{затр} > R_{лин}$)

Для всех остальных кандидатов происходит фиксация причины. Перечень причин отклонения приложен ниже:

- Необходимо дополнительное исследование (ГДИС (гидродинамические исследования скважин))

10 • Необходимо дополнительное исследование (отжим)

- Необходимо дополнительное исследование (ПГИ (промыслово-геофизические исследования))

- Низкая эффективная мощность коллектора
- Низкие ОИЗ (остаточные извлекаемые запасы нефти)

15 • Скважина на НУР

- Некорректные данные ТР
- ГТМ проведен в текущем месяце
- Запущена в работу в текущем месяце
- Кандидат на ГТМ (ГРП)

20 • Кандидат на ГТМ (ЗБС (зарезка бокового ствола))

- Кандидат на ГТМ (ПВЛГ/ПНЛГ)
- Кандидат на ГТМ (РИР (ремонтно-изоляционные работы))
- Планируется перевод в ППД
- Стоит бригада

25 • Ликвидация скважины

- Риск прорыва трещины в ВНЗ/ГШ (водонефтяной зоны/газовой шапки) пласта
- Скважина с Y-Tool
- Увеличение частоты без эффекта
- УВЧ для уточнения потенциала

30 • Работа УЭЦН в правой зоне

- Последний проведенный ГТМ без эффекта
- Отсутствие эффекта от выбранной технологии ОПЗ (СКО (соляно-кислотная обработка) или ГКО (глинокислотная обработка), др. технология)

Это информация с выхода модуля формирования реестра кандидатов для программы ГТМ 7 поступает в модуль хранения данных 9, где сохраняется в двоичном виде.

5 Информация в модуль хранения данных 9 поступает из модуля проверки качества данных 3 об обнаруженных ошибках, из модуля основного критериального отбора 4 в отношении сформированного списка, не удовлетворяющего заданным граничным значениям с сохранением в массив не кандидатов, из модуля формирования реестра кандидатов для программы ГТМ 7 и из модуля вывода результатов 8.

10 Модуль загрузки данных 10 выполнен с возможностью получения информации из модуля хранения данных 9 и последующей передаче в модуль формирования реестра кандидатов для программы ГТМ 7.

Пример работы системы для скважины кандидата на ОПЗ

15 Для примера используются данные технологического режима скважины «1566», данные представлены в таблице 2.

Табл. 2

№	Название	Значение
1.	Тип скважины	ГОР
2.	Диаметр эксплуатационной колонны	159,6
3.	Глубина до верхних дыр перфорации	3157,24
4.	Способ эксплуатации	ЭЦН
5.	Давление буферное, атм	19
6.	Давление линейное, атм	17,7
7.	Динамический уровень, м	2840
8.	Давление затрубное, атм	5
9.	Давление на приеме, атм	5,48
10.	Давление забойное, атм	11,95
11.	Давление пластовое, атм	195,2
12.	Дебит нефти т/сут	33,38
13.	Дебит жидкости м3/сут	72
14.	Обводненность %	43,25

15.	Кпрод м3/сут/атм	0,54
16.	КВЧ	85,2
17.	МРП	275
18.	Доп. оборудование	Хвостовик
19.	Состояние на конец месяца	В работе
20.	В-сть воды в пл. условиях	0,5
21.	В-сть нефти в пл. условиях	0,64
22.	В-сть жидкости	0,87
23.	Высота перфорации, м	7,55
24.	Объемный коэффициент нефти	1,37
25.	Плотность воды	1,01
26.	Плотность нефти	0,82
27.	Начальное пластовое давление, атм	286
28.	Давление насыщения, атм	148
29.	Газовый фактор	282
30.	Тип насоса	0215ЭЦНАКИ5-125- 2600
31.	Режим работы УЭЦН	ПКВ

1. Предварительный критериальный отбор кандидатов

Первый модуль, куда попадают данные посредством модуля ввода исходных данных 1, это модуль предварительного критериального отбора 2, в котором проходит 5 проверка по правилам для каждого ГТМ. В данном примере отражен только отбор на ОПЗ. В таблице 3 отображено выполнение правил.

Табл. 3

Правила	Данные ТР
Состояние на конец месяца (Техрежим «Состояние на конец месяца) равно «В освоении» - присваивается критерий отклонения «Скважина в освоении»	Состояние на конец месяца – «В работе»
Отсутствует значение Динамического уровня (Техрежим, Нд) И есть значение Типа доп. оборудования (Техрежим, тип	Динамический уровень – «2840» Тип доп. оборудования – «Хвостовик» Способ эксплуатации – «ЭЦН»

оборудования) И способ эксплуатации (Техрежим, СЭ) - «ЭЦН» - присваивается критерий отклонения «ЭЦН с пакером»	
Способ эксплуатации (Техрежим, СЭ) – «ФОН» ИЛИ Способ эксплуатации (Техрежим, СЭ) - «Без способа» ИЛИ тип насоса (Техрежим, тип насоса) – «фонтанный лифт» ИЛИ тип насоса (Техрежим, тип насоса) - «Воронка» И [выключен тумблер для ОПЗ «предлагать скважины на фонтане» - присваивается критерий отклонения «ФОН»]	Способ эксплуатации – «ЭЦН» Тип насоса – «0215ЭЦНАКИ5-125-2600»

II. Проверка качества данных и отнесение скважин в «Ошибки»

После модуля предварительного критериального отбора 2 информация попадает в модуль проверки качества данных 3, который обеспечивает обнаружение и распределение ошибок данных с последующим сохранением в модуль хранения данных 9 обнаруженных ошибок в формате двоичных данных. Для прохождения проверки качества данных, данные должны соответствовать требованиям из матрицы качества данных системы. Ниже указан перечень правил качества данных для ОПЗ и значение параметров из ТР со статусом соответствия правилам качества.

Табл. 4

Название параметра ТР	Нарушение качества качества	Значение параметра из ТР	Соответствие правилам качества
Дэ/к (диаметр эксплуатационной колонны)	Отсутствие данных	159,6	Соответствует
Рпл (пластовое давление)	Отсутствие данных	195,2	Соответствует
Qн факт (фактический дебит нефти)	Отсутствие данных	33,38	Соответствует
В-сть воды в пл. условиях (вязкость воды)	Отсутствие данных	0,5	Соответствует

Название параметра ТР	Нарушение качества качества	Значение параметра из ТР	Соответствие правилам качества
В-сть нефти в пл. условиях (вязкость нефти)	Отсутствие данных	0,64	Соответствует
Кпрод	Отсутствие данных	0,54	Соответствует
Нперф (высота перфорации)	Отсутствие данных	7,55	Соответствует
Об. к-т (объемный коэффициент нефти)	Отсутствие данных	1,37	Соответствует
Ож факт (фактический дебит жидкости)	Отсутствие данных	72	Соответствует
Плот-ть воды (станд. усл.)	Отсутствие данных	1,01	Соответствует
Плот-ть нефти (станд. усл.)	Отсутствие данных	0,82	Соответствует
Рзаб факт (забойное)	Отсутствие данных	11,95	Соответствует
Режим работы УЭЦН/ГЛ	Отсутствие данных	ПКВ	Соответствует
Тип скважины (ГОР, ВЕРТ)	Отсутствие данных	ГОР	Соответствует
Пласт	Отсутствие данных	БВ8	Соответствует
СЭ (способ эксплуатации: ФОН, ЭЦН, ГЛ)	Отсутствие данных	ЭЦН	Соответствует
Р пл _нач (начальное пластовое давление)	Отсутствие данных	286	Соответствует
Обводненность	Отсутствие данных	43,25	Соответствует
Рнас (давление насыщения)	Отсутствие данных	148	Соответствует
ГФ (газовый фактор)	Отсутствие данных	282	Соответствует
Ндин	Отсутствие данных	2840	Соответствует

В таблице изложены параметры для прохождения проверки по качеству данных в модуле проверки качества данных.

Табл. 5

Название параметра ТР	Условие качества	Значение параметра из ТР	Соответствие правилам качества
Тип скважины (ГОР, ВЕРТ)	ГОР/ВЕРТ	ГОР	Соответствует
D э/к (диаметр эксплуатационной колонны)	$50 < D < 300$	159,6	Соответствует
СЭ (способ эксплуатации: ФОН, ЭЦН, ГЛ)	ФОН/ЭЦН/ГЛ/Без способа	ЭЦН	Соответствует
Депрессия = Р пл (пластовое давление) - Рзаб (забойное давление)	$5 < dP < 400$	183,25	Соответствует
Qн факт (фактический дебит нефти)	$Q > 0$	33,38	Соответствует
Ож факт (фактический дебит жидкости)	$Q > 0$	72	Соответствует
Обводненность	$0 \leq \text{обв}\% < 100$	43,25	Соответствует
Рнас (давление насыщения)	$0 < P_{\text{нас}} < 350$	148	Соответствует
ГФ (газовый фактор)	$ГФ \geq 0$	282	Соответствует
В-сть нефти в пл. условиях (вязкость нефти)	$0 < \mu_i < 1000$	0,64	Соответствует
В-сть воды в пл. условиях (вязкость	$0 < \mu_i < 1.7$	0,5	Соответствует

Название параметра ТР	Условие качества	Значение параметра из ТР	Соответствие правилам качества
воды)			
Об. к-т (объемный коэффициент нефти)	$1 < b < 10$	1,37	Соответствует
Плот-ть воды (станд. усл.)	$0,9 \leq p \leq 1.6$	1,01	Соответствует
Плот-ть нефти (станд. усл.)	$0.7 \leq p \leq 1$	0,82	Соответствует
Нперф (высота перфорации)	$0 < \text{Нперф} < 150$	7,55	Соответствует
КВЧ	$\text{КВЧ} \geq 0$	85,2	Соответствует
Прирост дебита жидкости	$dQ_{\text{ж}} < 300\% * Q_{\text{ж_факт}}$	10,44	Соответствует

III. Основной критериальный отбор кандидатов

Скважина прошла предыдущие блоки и попадает в модуль (4), в котором происходит отбор на основе граничных значений. Ниже указан перечень граничных значений по ОПЗ, 5 применяемых к проверяемой скважине и признак соответствия условию граничных значений.

Таблица 6

Граничные значения название	Граничные значение До	Граничные значение После	Признак выполнения
Предлагать горизонтальные скважины	Вкл	Вкл	Да
Повторный ОПЗ не ранее указанного срока, мес	18	18	Да
Минимальный срок после ГРП, мес	12	12	Да
Минимальный срок после бурения, мес	12	12	Да
Предлагать скважины на фонтане	ЭЦН,ГЛ,ФО Н	ЭЦН,ГЛ,ФО Н	Да
Минимальное значение МРП, сут	10	10	Да

Граничные значения название	Граничные значение До	Граничные значение После	Признак выполнения
Максимальное значение обводненности, %	92	92	Да
Максимальный ГФ, мЗ/т	1000	1000	Да
Максимальный остановочный дебит, т/сут	50	50	Да
Максимальное КВЧ за 3 последних месяца, мг/л	700	700	Да
Минимальный прирост Q_n , т/сут	1	1	Да

IV. Расчет целевого режима от ГТМ и статического потенциала кандидатов

На выходе из модуля основного критериального отбора 4 данные в виде массива структур сохраняются в модуле хранения данных 9 и поступают в модуль расчета динамического потенциала 5, в котором расчёт целевых параметров происходит по указанным в описании формулам:

Статический потенциал от проведения ГТМ рассчитывается по формуле: $\Delta Q_n = Q_n^{\text{цель}} - Q_n^{\text{факт}}$, где фактический дебит ($Q_n^{\text{факт}}$) берется из актуального ТР, а целевой ($Q_n^{\text{цель}}$) рассчитывается по формуле в зависимости от вида ГТМ, в данном случае по ОПЗ.

10

Выбирается формула по условию: $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ и $P_{\text{пл}} \geq P_{\text{нас}}$

$$\Delta P_i = (1 - W_c) \cdot \left(P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}} + \frac{P_{\text{нас}}}{1,8} \left(1 - 0,2 * \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right) - 0,8 * \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right)^2 \right) \right) + W_c \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})$$

$$\Delta P_i = (1 - 0,4325) \cdot \left(195,2 - 148 + \frac{148}{1,8} \left(1 - 0,2 * \left(\frac{11,95}{148} \right) - 0,8 * \left(\frac{11,95}{148} \right)^2 \right) \right) + 0,4325 \cdot (195,2 - 11,95)$$

$$\Delta P_i = 151,70652176218$$

$$Q_{\text{ж}}^{\text{ОПЗ}} = \frac{K_h * h * \Delta P}{18,41 * B_{\text{ж}} * \mu_{\text{ж}} * \left\{ \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L_h}{2} \right)^2}}{\frac{L_h}{2}} \right) + \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{\beta h}{(\beta + 1)r_w} \right) + S^{\text{ОПЗ}} \right\}}$$

$$18,41 * 0,78 * 0,87 * \left\{ \ln \left(\frac{482,67169 + \sqrt{482,67169^2 - \left(\frac{726,75}{2}\right)^2}}{\frac{726,75}{2}} \right) + \frac{0,1 * 3,6}{726,75} \ln \left(\frac{0,1 * 3,6}{(0,1 + 1) * 0,0798} \right) + 0 \right\}$$

$$= 82,44$$

$$B_{ж} = B_{н} * \left(1 - \frac{WC}{100} \right) + \frac{B_{в} * WC}{100}$$

$$B_{ж} = 1,37 * (1 - 0,4325) + 0 * 0,4325 = 0,78$$

$$r_w = \frac{d_{ЭК}}{2 * 1000} = \frac{159,6}{2 * 1000} = 0,0798$$

$$a = \frac{L_h}{2} \left(0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L_h}\right)^4} \right)^{0,5} = \frac{726,75}{2} \left(0,5 + \sqrt{0,25 + (1,07764)^4} \right)^{0,5} = 482,67169$$

$$r_{eh} = \sqrt{\left(\frac{L_h}{2} + r_{ev}\right) r_{ev}} = \sqrt{\left(\frac{726,75}{2} + 250\right) 250} = 391,59$$

$$Q_{н}^{ОПЗ} = Q_{ж}^{ОПЗ} * \rho_{н}$$

$$\Delta Q_{н} = Q_{н}^{цель} - Q_{н}^{факт} = 38,22 - 33,38 = 4,84$$

V. Расчет профилей добычи, динамического потенциала кандидатов и показателей экономической эффективности.

После расчёта статического потенциала происходит передача рассчитанного статистического потенциала в модуль расчета динамического потенциала б и в модуль формирования реестра кандидатов для программы ГТМ 7.

В таблице приведены показатели экономической эффективности.

Таблица 7

Скв.	Дополнительная добыча									Экономическая эффективность					
	Добыча жидкост и {база}	Добыча нефти {база}	Добыча газа {база}	Добыча жидкост и {ГТМ}	Добыча нефти {ГТМ}	Добыча газа {ГТМ}	Доп. добыча жидкости	Доп. добыча нефти	Доп. добыча газа	NPV {база}	NPV {ГТМ}	Прирост NPV	FCF	Δ LC	PI
	тыс м3	тыс т	тыс м3	тыс м3	тыс т	тыс м3	тыс м3	тыс т	тыс м3	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	тыс.руб б/т.н.	д. ед
1566	440.94	118.75	33.49	441.46	118.88	33.52	0.53	0.13	0.04	230.08	225.97	-4.11	552.1	0	0.31

10

В модуле расчета динамического потенциала б проводится расчет, результат которого представлен в таблице 7.

VI. Формирование кандидатов на ГТМ

15

В модуле формирования реестра кандидатов для программы ГТМ 7 устанавливается признак согласования кандидата для проведения мероприятия. После проверки всех полученных параметров идет согласование проведение ГТМ. После согласования в модуле формирования реестра кандидатов для программы ГТМ 7 все согласованные кандидаты, включая кандидата из примера, попадают в «список согласованных кандидатов» и направляются на формирование графика ГТМ.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Система интегрированного моделирования разработки месторождения углеводородов, включающая блок памяти, процессор, соединенные с процессором модуль ввода исходных данных, модуль вывода результатов расчета, отличающаяся тем, что
5 система дополнительно включает соединенные с процессором:

- модуль предварительного критериального отбора, выполненный с возможностью получения информации через модуль ввода исходных данных из базы данных производственной информации, содержащей данные технологического режима в формате массива объектов по фонду скважин, и сравнительного сопоставления данных;

10 - модуль проверки качества данных, выполненный с возможностью получения информации из модуля предварительного критериального отбора информации по итогам сравнительного сопоставления массива объектов по фонду скважин, и проверки качества полученных данных, обнаружения и распределения ошибок данных, формирования списка скважин с ГТМ в виду отсутствия данных или ошибок технологического режима;

15 - модуль основного критериального отбора, выполненный с возможностью получения информации из модуля проверки качества данных, и формирования списка кандидатов на основании отбора скважин с учетом граничных значений геологических и технологических параметров;

20 - модуль расчёта статического потенциала, выполненный с возможностью получения информации из модуля основного критериального отбора, и осуществления расчета прогнозных дебитов жидкости, нефти, газа, обводненности и газового фактора после проведения ГТМ;

25 - модуль расчета динамического потенциала, выполненный с возможностью получения информации из модуля расчета статического потенциала, и осуществления расчёта прогнозной дополнительной добычи нефти и жидкости с учётом темпов падения, характерных для рассматриваемого месторождения;

- модуль формирования реестра кандидатов для программы ГТМ, выполненный с возможностью получения информации из модуля статического и динамического потенциала, и отображения данных по фонду скважин с мероприятиями ГТМ,

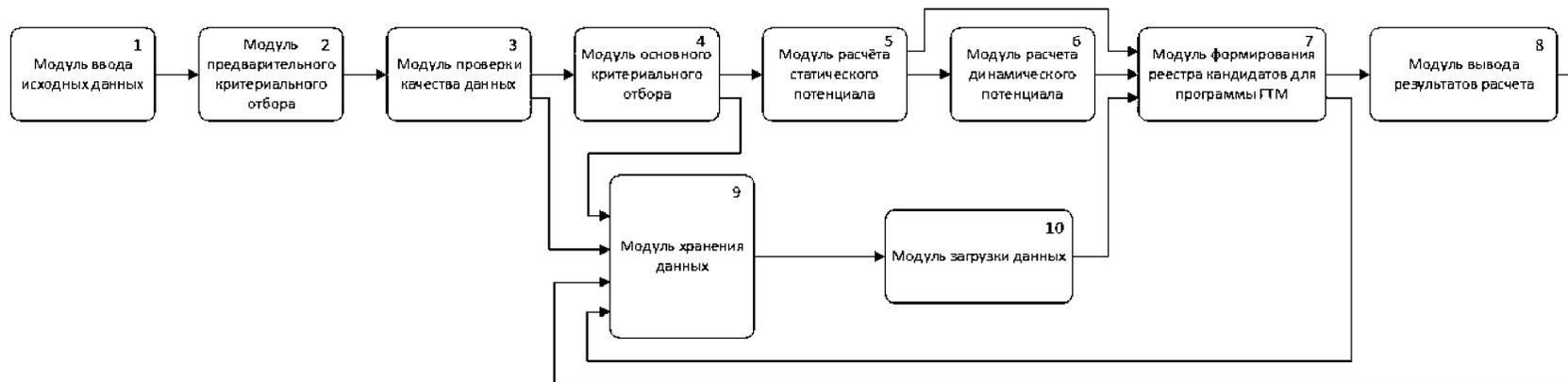
30 - модуль хранения данных, выполненный с возможностью получения информации из модуля проверки качества данных об обнаруженных ошибках, из модуля основного критериального отбора в отношении сформированного списка, не удовлетворяющего

заданным граничным значениям с сохранением в массив не кандидатов, из модуля формирования реестра кандидатов для программы ГТМ, из модуля вывода результатов;

- модуль загрузки данных, выполненный с возможностью получения информации из модуля хранения данных и последующей передаче в модуль формирования реестра

5 кандидатов для программы ГТМ.

Система интегрированного моделирования разработки месторождения углеводородов



Фиг.1. Структурная схема системы интегрированного моделирования
разработки месторождения углеводородов

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ

(статья 15(3) ЕАПК и правило 42 Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

202393017**А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:**

МПК:

G06Q 10/06 (2023.01)
G06F 17/18 (2006.01)
G06F 30/20 (2020.01)

СПК:

G06Q 10/06
G06F 17/18
G06F 30/20

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

G06Q 10/06, 10/0631; G06F 3/00; G06F 7/00; G06F 15/00; G06F 17/18, G06F 30/20

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если возможно, используемые поисковые термины)
 EAPATIS, Espacenet, Google patent, Searchplatform Rospatent, PATENTSCOP, eLibrary

В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
D, A	RU 2670801 C9 (ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ГАЗПРОМ НЕФТЬ") 2018-11-26	1
A	Е.В. ФИЛИПШОВ И ДР. ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. 2020. №4. С. 386-400. DOI:10.15593/2712-8008/2020.4.7	1
A	EA 013694 B1 (ШЛУМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ КОРПОРЕЙШН) 2010-06-30	1
A	EP 1701001 A1 (SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORPORATION) 2006-09-13	1
A	US 9292633 B2 (LANDMARK GRAPHICS CORPORATION) 2016-03-22	1

 последующие документы указаны в продолжении графы

* Особые категории ссылочных документов:

«А» - документ, определяющий общий уровень техники

«D» - документ, приведенный в евразийской заявке

«E» - более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее

«O» - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

"P" - документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета"

«Т» - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения

«X» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности

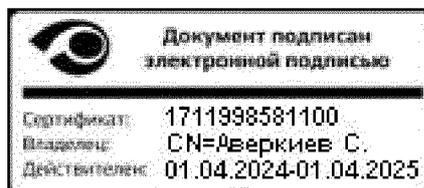
«Y» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории

«&» - документ, являющийся патентом-аналогом

«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: 03 мая 2024 (03.05.2024)

Уполномоченное лицо:
 Начальник Управления экспертизы



С.Е. Аверкиев