

УДК 553.98

МРНТИ 38.53.17

<https://doi.org/10.54859/kjogi108578>

РЕАЛИЗАЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПОДБОРА ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЕ АВАИ

Г.С. Абдрахманова, Н.С. Данабаев, Л.Г. Утемисова

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

В данной статье приводится описание основных подходов и принципов построения отдельных алгоритмов, примененных в модуле «Подбор глубинного насосного оборудования» информационной системы АВАИ. В основу расчётов легли общепризнанные методики построения кривой притока, прочностного расчёта колонны штанг штангового глубинного насоса и др.

Основными целями создания модуля по подбору глубинно-насосного оборудования, в частности, подсистемы «Подбор штангового глубинного насоса» являются повышение эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин, снижение преждевременных отказов глубинно-насосного оборудования за счёт корректного расчёта колонны штанг, режима насосного оборудования, автоматизации подбора глубинно-насосного оборудования за счет массового использования программы инженерами-технологами при работе с добывающим механизированным фондом.

Алгоритм расчётов, лаконичный функционал, дружелюбный интерфейс в модуле построены с учётом работы промысловых инженеров-технологов и цеховых мастеров, в условиях принятия оперативных решений по подбору глубинно-насосного оборудования при текущих отказах.

Авторами было проведено сравнение результатов подбора в процессе реализации модуля с общепризнанными зарубежными программными комплексами.

Ключевые слова: информационная система АВАИ, глубинно-насосное оборудование, технологический потенциал, оптимизация скважины, штанговый глубинный насос.

Автоматизированные информационные системы в нефтяных компаниях внедряются для создания единой базы данных с целью увеличения эффективности производства, применяя качественный и быстрый сбор информации и обеспечивая широкий доступ конечному пользователю – инженеру-технологу.

В ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ) на базе Блока цифрового развития, полагаясь на практическую ценность таких систем в мировой практике, с недавнего времени начата активная разработка и внедрение собственной информационной системы АВАИ (далее – ИС АВАИ) с учетом потребностей и особенностей деятельности дочерних и зависимых организаций АО «Национальная компания КазМунайГаз» (далее – АО НК КМГ). ИС АВАИ состоит из модулей, которые выполняют определенный функционал по систематизации, хранению, созданию разного рода отчетов,

графиков, а также рассчитывают различные производственные и экономические показатели.

Модуль «Подбор глубинного насосного оборудования» (далее – «Подбор ГНО») ИС АВАИ – это программный комплекс для расчёта глубинно-насосного оборудования (далее – ГНО), основанного на автоматической агрегации входных параметров из существующих баз данных для построения модели притока и оценки потенциального режима работы скважины.

Общая схема алгоритмов, по которым разрабатывается модуль, выглядит следующим образом:

1. Определяются все существующие базы данных для функционирования модуля (физико-химические свойства нефти и воды (далее – PVT), конструкция скважин, инклинометрия, база наработки на отказ и причин отказа, текущий технологический режим, карты изобар, наземное и подзем-

ное оборудование, замеры мобильных установок).

2. На основе агрегированных данных технологического режима и баз данных строится модель притока, расчёт потенциала определяется в модуле построением кривых притока, зависимости дебита от давления и газосодержания на приеме насоса (рис. 1).

3. Анализируется потенциал скважин с применением показателей, характеризующих индикаторную кривую притока (далее – IPR): давление пластовое начальное (P_n), дебит жидкости ($Q_{ж}$), газовый фактор (G_f) и обводнённость (%) по замерам мобильных установок, забойное давление ($P_{заб}$) (ограничено 0,75 от давления насыщения ($P_{нас}$)) либо оценивается потенциал новой из бурения скважины по результатам гидродинамических исследований скважин (далее – ГДИС) или по анализу скважин окружения (потенциальный коэффициент продуктивности ($K_{прод}$) для проектной скважины рассчитывается как сумма удельных значений среднего коэффициента продуктивности по каждой скважине из выбранного пользователем радиуса).

4. Выбирается способ эксплуатации на основе оценки технико-экономических показателей эксплуатации тем или иным способом (чистая приведенная стоимость проектов внедрения). Данный функционал предназначен для определения целесообразности и экономической эффективности способа добычи, который, к слову, нечасто применяется на начальном этапе на производстве при переводе скважин на механизацию.

5. Происходит итоговый подбор ГНО (программа предоставляет дизайн установки – установка штангового глубинного насоса (далее – УШГН), установка электроцентробежного насоса (далее – УЭЦН) – либо прогнозирует все возможные условия фонтанирования скважин, если рассчитывается фонтанный способ).

Остановимся лишь на основных алгоритмах анализа потенциала действующих скважин и более детально на алгоритмах, примененных для дальнейшего подбора компоновки штангового глубинного насоса (далее – ШГН) для скважины.

Предварительным этапом подбора ШГН, как и любого другого скважинного насоса, является расчёт технологического потенциала скважины, так называемой

кривой притока, которая лежит в основе методики, утверждённой в АО НК КМГ («Методика по составлению технологических режимов эксплуатации нефтедобывающих скважин» [1]). Оценка потенциала добычи основывается на расчёте величины забойного давления с применением корреляции Beggs & Brill многофазного потока, которая учитывает эффект проскальзывания и режимы потока газожидкостной смеси, в наклонных скважинах в том числе. Корреляция для прогнозирования объёмного содержания жидкости и коэффициента трения подбирается после определения режима потока. Также от режима потока зависит метод расчёта градиента давления.

Соотношение забойного давления с дебитом скважины (IPR) показывает способность пласта подавать жидкость к скважине. Для того, чтобы пласт мог подавать жидкость, необходимо наличие перепада давления между статическим пластовым давлением и давлением в стволе скважины. Существует несколько методов, используемых для описания характеристик притока в скважине. В общем смысле IPR устанавливает соотношение между средним пластовым давлением скважины ($P_{пл}$), а также забойным давлением притока на вскрытой поверхности забоя и стенками скважины в продуктивном пласте ($P_{заб}$) и соответствующим уровнем дебита жидкости (Q). Наиболее часто используются два следующих метода (Mukherjee H: Well Performance Manual. Houston, 2001 г. [2]):

- метод постоянного коэффициента продуктивности ($K_{прод}$);
- метод Vogel.

Метод постоянного коэффициента продуктивности, называемый методом прямолинейного коэффициента продуктивности, предполагает, что коэффициент продуктивности ($K_{прод}$) скважины остаётся неизменным независимо от того, выше или ниже давления насыщения ($P_{нас}$) находится пластовое давление ($P_{пл}$).

Метод наиболее часто применяется в следующих условиях:

- при большом содержании нефти в скважинной жидкости со значением давления, превышающим давление насыщения, где $P_{пл} > P_{нас}$;
- для водяных скважин или при высоком содержании воды в скважинной жидкости и отсутствии свободного газа;

– при обводненности продукции скважины свыше 50% и уровне давления при откачке, превышающем или близком к давлению насыщения:

$$q = \eta (P_{пл} - P_{заб}) \quad (1)$$

где

q – общий дебит жидкости;

$P_{пл}$ – средняя величина статического пластового давления;

$P_{заб}$ – давление на забое при добыче из скважины;

η – коэффициент продуктивности.

Если известны величины статического пластового давления и коэффициента продуктивности скважины, можно рассчитать давление на забое при эксплуатации скважины для конкретного дебита жидкости либо рассчитать общий дебит скважины, используя коэффициент продуктивности, пластовое давление в статических условиях и необходимый уровень давления при добыче.

Когда забойное и/или пластовое давление становится ниже давления насыщения нефти газом, простые уравнения притока жидкости будут недействительными. При этих условиях из нефти выделяется некоторое количество растворенного газа, а, значит, в пласте будет происходить двухфазная фильтрация жидкости и газа. Ме-

тод Vogel (описан впервые в январе 1968 г.) позволяет выполнять расчёты для прогнозирования максимального дебита скважины. Данный метод может быть применен к любым типам коллекторов, включая пласты с водонапорным режимом, при добыче нефти с очень низким уровнем давления насыщения, а также нефти с низким коэффициентом усадки. Кривую Vogel обычно используют в скважинах с наличием свободного газа в продукции. Следующее уравнение описывает метод соотношения забойного давления при отборе жидкости с уровнем дебита скважины:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{заб}}{P_{пл}} - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right)^2 \quad (2)$$

где

q – общий дебит жидкости;

$P_{пл}$ – средняя величина статического пластового давления;

$P_{заб}$ – давление на забое при отборе из скважины;

q_{max} – общий дебит жидкости при $P_{заб} = 0$.

Применяя оба метода, можно получить композитную кривую притока, состоящую из прямолинейного участка (зоны 1–2) и квадратичной зависимости (зона 2–3) (рис. 1).

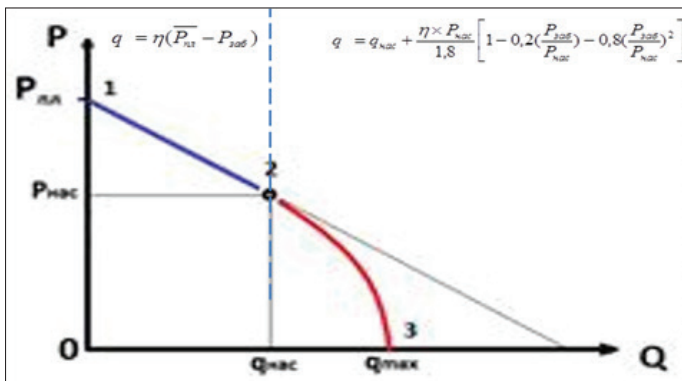


Рисунок 1. Композитная кривая, характеризующая участки линейной и квадратичной (метод Vogel) зависимостей дебита жидкости от забойного давления ($Q_{ж}/P_{заб}$)

В модуле построение композитной кривой притока (рис. 2) осуществляется следующими способами:

- автоматизированно, на основе данных, поступающих с технологического режима скважины, и PVT-свойств пласта (дебит жидкости, забойное давление, пластовое давление, давление насыщения,

обводненность) после выбора последней кривой в окне «Выбор скважины»;

- корректировкой соответствующих параметров в панели «Настройка притока»;

- с использованием функции «Анализ потенциала скважины».

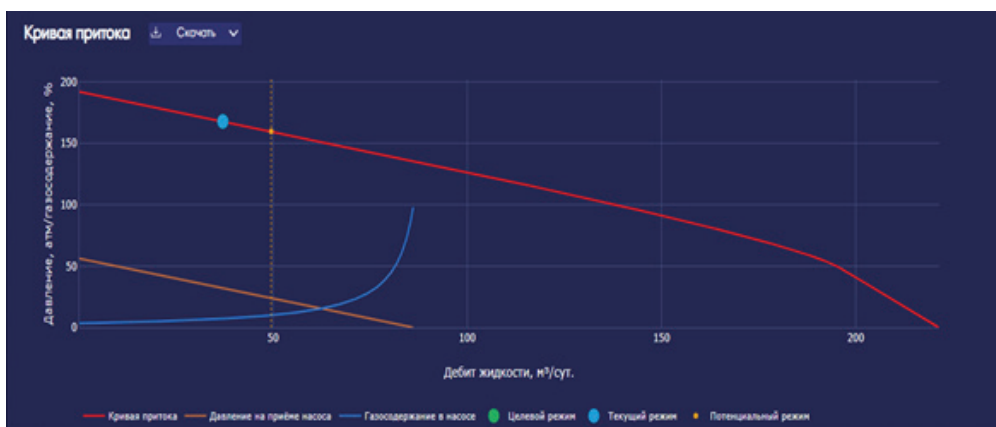


Рисунок 2. Кривая притока на основной панели модуля «Подбор ГНО»

Алгоритм автоматизированного способа построения кривой притока по действующему технологическому режиму применим только для действующих скважин. Он рассчитывает коэффициент продуктивности скважины по данным дебита жидкости, забойного и пластового давлений. После этого выполняет вычисления всех значений дебитов жидкости в диапазоне

забойных давлений от 0 до значения пластового давления с применением метода Vogel при значениях давления ниже давления насыщения и прямолинейной зависимости при значениях давления больше давления насыщения. По оси абсцисс графика – дебиты жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$), по оси ординат – забойные давления в технических атмосферах (ат).



Рисунок 3. Окно настройки кривой притока

В модуле доступно моделирование притока (рис. 3) на основе вилки ввода:

1. Значений среднего пластового давления (Рпл) и коэффициента продуктивности (Кпрод).

2. Среднего пластового давления (Рпл) и дебита жидкости (Qж) и забойного давления (Рзаб).

При выборе второго варианта предлагается очередная вилка задания/расчета забойного давления (Рзаб):

1. Ручной ввод (по умолчанию используется забойное давление (Рзаб) из технологического режима.

2. Задание динамического уровня (Ндин) и затрубного давления (Рзат) для механизированного способа.

3. Задание давления на манометре (Рманом) и глубины спуска манометра (Нсп маном) или глубина спуска электроцентробежного насоса (далее – ЭЦН) с телеманометрической системой (далее – ТМС) для скважин с УЭЦН или при проведении ГДИС.

4. Задание давления на буфере (Рбуф) для фонтанирующего способа эксплуатации.

Таким образом, после построения кривой притока и определения текущей продуктивности скважины переходим к проектированию установки ШГН. Расчёт технологического потенциала был реализован в модуле как первоначальный этап подбора ГНО, т.к. понимание гидродина-

мических характеристик притока к скважине определяет весь механизм работы насосной системы, тем самым описывает интегрированную систему «пласт – скважина – насос». На рис. 4 отражены основные блоки проектирования УШГН действующей скважины.



Рисунок 4. Схема алгоритмов расчёта подсистемы модуля «Подбор ШГН»

Определение глубины установки насоса

Интересное и удобное в плане визуализации решение для пользователя реализовано в модуле по определению глубины спуска насоса. Глубина спуска насоса не рассчитывается модулем автоматически, но пользователю предлагается определить оптимальную глубину согласно анализу условий на приеме насоса (допустимые значения газосодержания на входе в насос и давления на приеме), а также геометрии ограничений по стволу скважины для эксплуатации насоса (рис. 5). Наиболее надежным является спуск компоновки с минимальным количеством интервалов потенциального риска истирания штанг и колонны насосно-компрессорных труб (далее – НКТ), либо необходимо установить в критичные интервалы центраторы штанг. Мониторинг ограничений по стволу скважины осуществлен в модуле через вызов окна 3D-профиля ствола скважины, построенного на основе координат инклинометрии X, Y, Z и таблицы основных параметров (замеренная глубина (MD), истинная глубина (TVD), удлинения, зенит-

ного и азимутального углов, темп набора пространственной кривизны (DLS).

Цветовая визуализация участков ствола скважины (красные, желтые, зеленые зоны) позволяет демонстрировать критичные для установки насоса участки и спускать насос в наиболее благоприятные зоны вручную, вводя значение в окно глубины спуска насоса. В качестве критерия места обязательной установки центраторов в алгоритм заложены значения темпа набора кривизны более $1^\circ/10$ м и/или зенитный угол более 12° . Для рекомендуемой установки – темп набора кривизны более $0,4^\circ/10$ м и/или зенитный угол более 6° [2–4]. Коррелируя спуск насоса в выбранную зону с условиями на приеме насоса (давление на приеме насоса (Pпр), газосодержание) (рис. 5), оценивается возможность достижения планового отбора при спуске на выбранную глубину. Пользователем задается оптимальная глубина спуска, руководствуясь двумя этими критериями.

Дальнейшее проектирование установки происходит в соответствии с условиями на приеме насоса (отношение дебита жидкости и забойного давления, давления

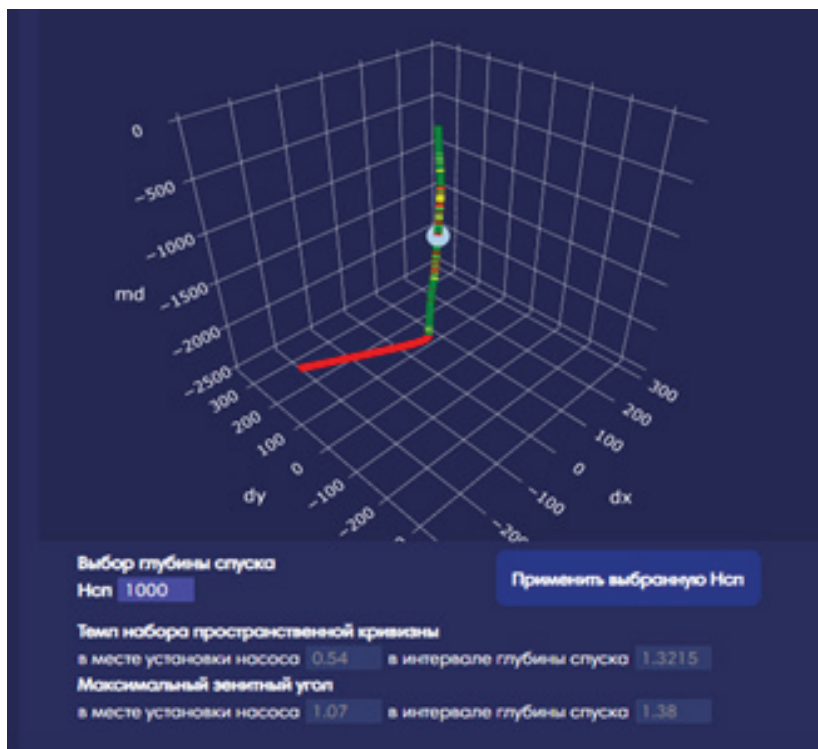


Рисунок 5. 3D визуализация ствола скважины во вкладке модуля «Инклинометрия»

на приеме насоса, газосодержание). По умолчанию для удобства пользователя в алгоритмах модуля заданы первичные рекомендуемые условия для устойчивой эксплуатации ШГН по объёмному содержанию газа (не более 10%) на приеме насоса и рекомендованному давлению на приеме (30 ат), обеспечивающему перепад давления в клапанной паре. Следует отметить, что условия на приеме насоса могут задаваться пользователем принудительно во вкладке «Настройки ШГН». Таким образом, совместив на графике зависимости от дебита жидкости кривые притока, давления на приеме насоса и газосодержания на входе в насос, возможно оценить, насколько реализуема устойчивая эксплуатация погружного насоса при том или ином режиме. Результатом функционала по оценке и анализу технологического потенциала является определение целевого дебита скважины по жидкости и нефти соответственно.

Следующим этапом построения модуля является подбор компоновки штангового глубинного насос (ШГН). Существует множество методик для проектирования ШГН. Изучив опыт стран бывшего СССР,

мы выделили универсальную методику подбора скважинных насосных установок, разработанную на кафедре «Машин и оборудования» Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, которая была положена в основу разработки блока подбора ШГН в программном обеспечении (далее – ПО) «Автотехнолог». Из зарубежных методик отдано предпочтение стандарту американского нефтяного института API TR 11L 5TH ED (2008) «Расчёты традиционных штанговых глубинных установок» [3]. При расчётах применены разные эмпирические подходы, результат которых сводится к определению параметров системы.

Выбор диаметра ШГН и режима откачки

Выбор диаметра ШГН и режима откачки осуществляется на основе предварительного задаваемого коэффициента подачи (диапазон 0,6–0,8) и уточняющего расчёта (с учетом определенного коэффициента подачи).

При определении диаметра ШГН и ожидаемого числа качаний через расчёт подачи [4]:

– теоретическая подача:

$$Q_T = \frac{\pi D_{пл}^2}{4} * S_{пл} * n * 1440 = 360\pi D_{пл}^2 S_{пл} n = 1440 * F * S_{пл} * n \quad (3)$$

где

Q_T – теоретический дебит;

$D_{пл}^2$ – диаметр насоса;

$S_{пл}$ – длина хода полированного штока;

n – частота качаний;

F – площадь сечения цилиндра.

– коэффициент подачи:

$$\eta = Q_{\phi} / Q_T, \quad (4)$$

где Q_{ϕ} – фактическая подача:

$$Q_{\phi} = 1440 * F * n * \eta \quad (5)$$

В расчёте учитываются паспортная характеристика станка-качалки (далее – СК) [4], установки пользователя, проверочный расчёт критического числа качаний.

Удовлетворяющие условиям варианты ранжируются для последующих разделов подбора УШГН. Приоритетность при ранжировании – низкочастотный длинноходовый режим (с максимальной длиной хода и минимальным числом качаний).

Для исключения ошибок с определяющими все последующие расчёты параметрами станков-качалок, все названия станков-качалок в базах модуля приведены к паспортным маркировкам.

Расчёт коэффициента подачи

Коэффициент подачи показывает степень отклонения фактического дебита от теоретического. В большинстве случаев при выполнении расчёта по подбору ШГН коэффициент подачи – неизвестная величина, и требуется её оценка. Исключением могут являться случаи, когда скважина уже оборудована ШГН и на момент подбора ГНО известен её текущий коэффициент подачи, определённый по данным фактической эксплуатации (дебит жидкости, скорость откачки и диаметр насоса), который может быть применен в расчёте при условии сохранения текущей компоновки ШГН и отсутствия проблем в эксплуатации, вызвавших его снижение.

Отклонения теоретической подачи от фактической для нового насоса обусловлены несколькими факторами (подробно расчёты изложены [5–8]).

1. Потеря хода плунжера относительно хода головки балансира СК, рассчитанная в соответствии с формулами:

– длины хода плунжера (8):

$$S_{пл} = S - \lambda - \lambda_i \quad (8)$$

– удлинения штанг и труб (9):

$$\lambda = \frac{(G_T - G_3)}{E} \frac{l_1}{f_{шт1}} + \left(\frac{l_2}{f_{шт2}} + \dots + \frac{l_n}{f_{штn}} + \frac{H_{сн}}{f_{тр}} \right) \quad (9)$$

где

l_1, l_2, l_n – длина штанг;

$f_{шт1}, f_{шт2}, f_{штn}$ – площадь сечения штанг;

$H_{сн}$ – глубина спуска насосно-компрессорных труб;

$f_{тр}$ – площадь сечения насосно-компрессорных труб;

– коэффициента деформаций труб и штанг (10):

$$\eta_{\lambda} = \frac{S - \lambda - \lambda_i}{S} = 1 - \frac{(\lambda - \lambda_i)}{S} \quad (10)$$

2. Разница объёма добываемой жидкости в погружных условиях и на поверхности (коэффициент усадки (11)):

$$\eta_{об} = \frac{1}{b_H(P_c, T_c)(1 - B) + b_B(P_c, T_c)B} \quad (11)$$

где

b_H, b_B – объёмные коэффициенты нефти и воды соответственно;

P_c – давление;

T_c – температура;

B – обводненность.

3. Неполное наполнение цилиндра при работе насоса ввиду влияния газа и посадки плунжера в насосе, утечки ввиду наличия зазора между плунжером и цилиндром (12–14):

– коэффициент наполнения (12):

$$\eta = 1 - \beta(1 + m) \quad (12)$$

где

m – мертвое пространство (принято равным 0,1);

β – коэффициент;

– коэффициент наполнения с учетом утечек (13):

$$\eta_{нап,о} = 1 - l_{ут} \quad (13)$$

где $l_{ут}$ – коэффициент утечек, рассчитанный по формуле:

$$l_{ут} = \frac{q_{ут}}{2 * Q_{ж} * (P'_{нас})} \quad (14)$$

Коэффициент подачи определяется как произведение вышеперечисленных коэффициентов. Расчёт данным способом происходит для всех отобранных кейсов для уточнения диаметра ШГН и режима откачки.

Дополнительно разработана опция, позволяющая установить пользователь-

ское значение вместо расчётного коэффициента подачи. Устанавливаемое значение по умолчанию соответствует текущему коэффициенту подачи, а ячейка связана с созданным ниже калькулятором теоретической подачи, с редактируемыми значениями для удобства пользователя при предварительных расчётах (рис. 6).

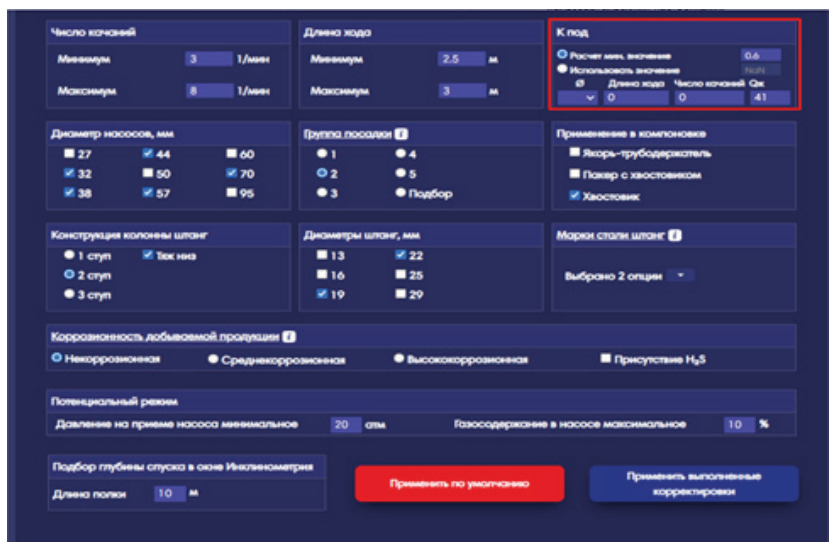


Рисунок 6. Выбор способа задания и расчёта коэффициента подачи

Выбор конструкции колонны штанг и нагрузок на станок-качалку

Расчёт штанговых колонн ведется из условий:

- обеспечения усталостной прочности, т.е. приведённые напряжения в любом произвольном сечении колонны не должны превышать предельно допустимых значений напряжения для выбранного материала штанг при данных условиях эксплуатации:

$$\sigma_{пр i} \leq [\sigma_{пр}] \quad (15)$$

- обеспечения равнопрочности ступеней колонны штанг, которая состоит в том, что приведённые напряжения в наиболее напряженных сечениях каждой из ступеней равны между собой:

$$\sigma_{пр 1} = \sigma_{пр 2} = \sigma_{пр 3} \quad (16)$$

Программный алгоритм расчёта колонны штанг происходит следующим образом:

1. Рассчитываются длина и вес тяжелого низа (по нагрузкам в нижней части колонны при ходе вниз, нагрузкам в точке

подвеса штанг (R_{\max} верхней секции) выполняется проверка допустимой нагрузки на головку балансира СК.

2. Последовательно, снизу вверх, от штанги к штанге происходит расчёт максимальной нагрузки (R_{\max}) и минимальной нагрузки (R_{\min}), приведенных напряжений и расчёт загрузки, количество штанг нижней ступени определяется загрузкой в 70% от последней (верхней) штанги, диаметр – пользовательскими настройками.

3. Происходит переход к расчёту верхней ступени с учетом R_{\max} и R_{\min} нижней ступени. Расчёт выполняется до устья (в случае трёхступенчатой колонны (определяется настройками) расчёт выполняется по загрузке по аналогии с п. 2).

4. Производится сравнение нагрузок, и в случае их неравенства последовательно количество штанг из ступени с большей загрузкой «перебрасывается» в ступень с меньшей загрузкой до поиска равных значений с точностью 5%.

5. В случае превышения допустимой загрузки последовательно пересчитыва-

ются варианты с увеличением диаметров штанг (если позволено настройками).

6. По итогам работ (п. 5) осуществляется переход на марку стали с большим допустимым приведённым напряжением (если позволено настройками).

7. В соответствии с полученным результатом (п. 6) происходит переход на кейс с другим диаметром ШГН и режимом откатки.

По максимальным нагрузкам в точке подвеса штанг (Р_{макс} верхней секции) выполняется проверка допустимой нагрузки на головку балансира СК.

По максимальным и минимальным нагрузкам рассчитывается максимальный крутящий момент и выполняется проверка Р допустимого крутящего момента на кривошипном валу редуктора [9]:

$$M'_{кр.макс} = 300s + 0,236s(P_{max} - P_{min}) \quad (17)$$

где s – длина хода полированного штока.

Выполняется расчёт потребляемой мощности, а также суточного расхода [9]:

$$P_3 = \frac{10^3}{\eta_n} \left(K_1 + \frac{K_2 * F_{жк} * S}{9,8} \right) * N \quad (18)$$

После выполнения всей процедуры, в отчете модуля выводятся следующие результаты расчётов (рис. 7): ожидаемый технологический режим, тип и режим работы СК, коэффициент подачи, давление и газосодержание на приеме насоса, информация по колонне штанг с разбивкой по ступеням, минимальными и максимальными нагрузками на каждую ступень, энергопотребление и другое.

Расчетный режим		Компоновка		СК							
Ож	55 м³/сут	Ø Насоса	70 мм	ПШГН-3-5500	Рмакс, кН	Мкр, кН	Потр. мощ., кВт	Сут. энергопот., кВт*ч	УРЭ, кВт*ч/м3		
Ож	7.5 т/сут	Число качаний	4.3 мин-1	Колонна штанг	Марка стали	Ø, мм	Длина, м	Штанг, ед.	Загрузка, %	Рмакс, кН	Рмин, кН
Обв	84 %	Длина хода	3.0 м	Секция 1	D (API)	22	648	81	77.2	52.35	20.76
Разб	147 атм	Ø НКТ	89 мм	Секция 2	D (API)	19	272	34	77.4	32.1	3.29
Рпр	51 атм	Нсп	1000 м	ТН	D (API)	22	80	10	41.9	22.1	0.07
% газа в нас.	2.0	Клад (расч.)	0.77								

Интервалы установки центраторов:
Обязательные: 310.0 - 315.0, 513.0 - 515.0, 560.0 - 563.0

Создание отчета
Компоновка центраторов
Заказ наряд

Рисунок 7. Вывод результата расчёта в модуле

Расчёт натуральной сепарации газа

Зачастую при подборе ГНО на производстве стоит выбор между необходимостью поддержания текущей добычи и оптимизацией компоновки ШГН, в частности, в скважинах с низкой наработкой колонны штанг и НКТ. Решением данной проблемы по расчётам модуля могло бы быть применение более устойчивой колонны штанг, способной к увеличению загрузки всей системы, а именно применение материала штанг повышенной прочности с учетом допустимых приведенных напряжений металла, либо укорачивание подвески. В противном случае необходимо снизить отборы. Вынужденная мера по сокращению подвески насоса для ухода от интервалов истирания в нижней зоне ствола может привести к снижению потенциала

скважинной системы и низкому коэффициенту подачи насоса. Одним из решений для снижения влияния газа может быть применение механической сепарации – газозащитных средств. Увеличить наработку ШГН или поддерживать добычу? Это тот случай, когда модуль предоставляет возможность выбора, а инженер-технолог совместно с геологом принимают решение.

Если не перечислять все этапы расчёта ШГН (они являются типовыми при проектировании ШГН), то на примененном расчёте естественной (натуральной) сепарации газа стоит остановиться. Важное значение эффект сепарации газа приобретает в случае использования для механизированного подъема жидкости (ШГН и ЭЦН) из объектов с высоким газосодержанием нефти. Эффективность работы глубинных насосов, как известно,

определяется величиной расходной концентрации свободного газа в скважинной продукции, поступающей в насос. Для расчёта коэффициента сепарации в модуле была выбрана формула Marquez, в которой учитывается сила сопротивления в радиальном направлении, которая, как показала модель, имеет сильное влияние на процесс сепарации [9]. Распространённые методики, в т.ч. П.Д. Ляпкина (1987) [3] не учитывают данный эффект, поэтому предпочтительно было отдано более сложной модели расчёта, которая получена Marquez с использованием уже накопленного банка данных исследований университета Талсы (США) [10]. Применённая модель позволяет повысить точность расчёта динамики скважины, что в дальнейшем будет иметь важное значение и при расчёте установки ЭЦН в условиях высокой депрессии и газосодержания добываемой продукции. Основные предположения и допущения математической модели Marquez:

- объёмное содержание газа равномерное и постоянное до входа в насос;
- учитываются скорости проскальзывания газа как в вертикальном, так и в радиальном направлении;
- для пробкового и эмульсионного режимов течения автор пренебрегает эффектом взаимодействия с другими пузырьками газа и на основе анализа экспериментальных данных принимает это значение равным нулю.

Для вычисления равновесной скорости пузырьков газа в вертикальном направлении перед расчётом коэффициента сепарации в коде расчёта применена механистическая модель Caetano (1992 г.) для определения режимов течения в затрубном пространстве вертикальной скважины. Формулой Marquez можно воспользоваться из открытых источников [10].

Располагая рассчитанным коэффициентом сепарации, определяют коэффициент подачи насоса, состоящий из расчёта коэффициента наполнения из-за влияния газа, коэффициентов утечки, объёмного расхода смеси через насос, удлинения хода плунжера.

Тяжёлый низ

Стоит отметить, что при расчёте штанговой колонны зачастую, особенно при проектировании ШГН глубоких скважин

и добыче нефти повышенной вязкости, учитывается необходимость применения тяжёлого низа, что на практике эксплуатации ШГН месторождений АО «Национальная компания «Казмунайгаз» зачастую игнорируется. Как известно, наибольшие растягивающие напряжения действуют в верхней части колонны, наименьшие – в нижней. Однако в нижней части колонны могут возникнуть и сжимающие напряжения при ходе вниз, так называемые ударные нагрузки, поэтому в этих условиях данный участок усиливают, т.е. применяют тяжёлые штанги большего диаметра. Утяжелённые штанги, работая в динамике, способствуют функционированию клапана и поддержанию натяжения всей колонны штанг.

Расчёт тяжёлого низа осуществляется на основе оценки сил трения в плунжерной паре, в клапанах и нижней части колонны штанг. Рассчитывается длина и вес тяжёлого низа по нагрузкам в нижней части колонны при ходе вниз [10], диаметр штанг которого определяется в соответствии с пользовательским запросом в настройках параметров модуля ШГН. Таким образом, реализован алгоритм расчёта тяжёлого низа для всех комбинаций штанговой колонны установки ШГН, кроме случаев отмены тяжёлого низа пользовательскими настройками.

Сравнение результатов расчёта модуля с альтернативным лицензированным ПО

Для обеспечения корректного сравнения результатов расчётов подбор ШГН «принудительно» осуществлялся на фактическую компоновку ГНО и режим работы как в модуле, так и в другом лицензионном программном обеспечении, которое применяется в КМГИ при выполнении работ с дизайном ШГН.

На рис. 8 отображено относительное отклонение максимальной нагрузки в точке подвеса штанг. Среднее отклонение от данных ГДИС (нагрузки, полученные по актуальным динамограммам при стабильной эксплуатации скважины) составило 1% при максимальном отклонении 19%. Среднее отклонение от расчётных результатов (нагрузки при расчёте в другом ПО) составило 1% при максимальном отклонении 4%.

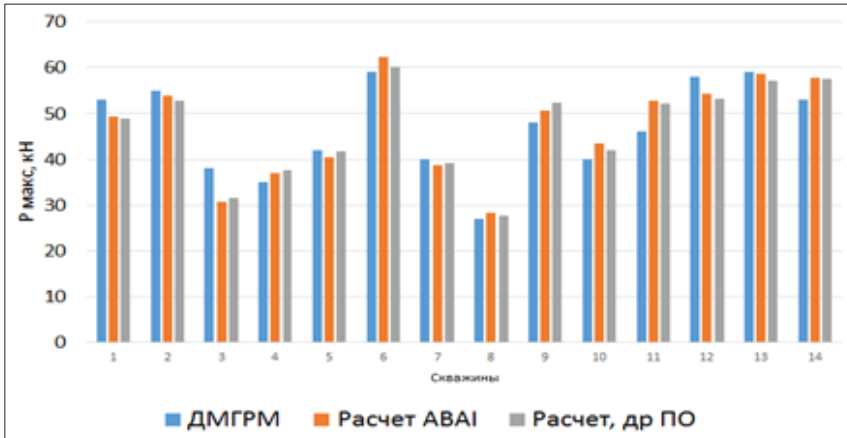


Рисунок 8. Сравнение максимальной нагрузки в точке подвеса штанг, кН

ДМГРМ – нагрузки по динамограмме;
др. ПО – другое программное обеспечение

На рис. 9 ниже показано относительное отклонение минимальной нагрузки в точке подвеса штанг. Среднее отклонение от данных ГДИС (нагрузки, полученные по актуальным динамограммам при стабильной эксплуатации скважины) составило

21% при максимальном отклонении 103%. Среднее отклонение от расчётных результатов (нагрузки при расчёте в другом ПО) составило 1%, при максимальном отклонении 4%.

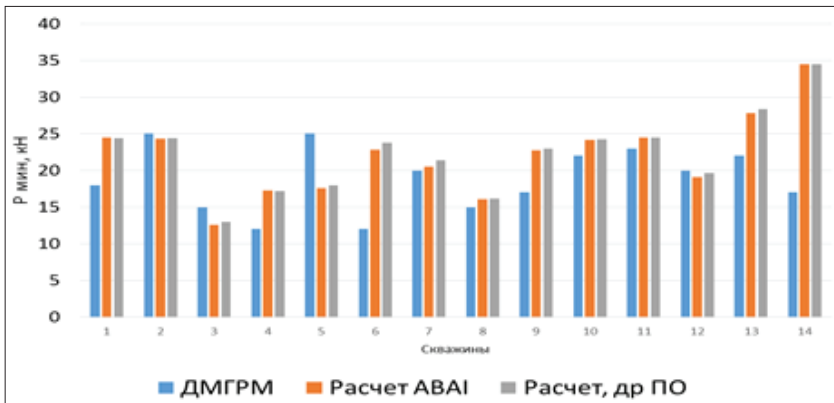


Рисунок 9. Сравнение минимальной нагрузки в точке подвеса штанг, кН

Учитывая хорошие результаты, полученные по сходимости максимальной и минимальной нагрузки, рассчитанные в другом ПО, можно предположить, что высокие отклонения на ряде скважин по минимальной нагрузке, вероятно, связаны с недостоверными входными данными (отклонения от расчёта в другом ПО на этих скважинах не превышают 2%).

Основные входные данные, влияющие на расчёт нагрузок, – это конструкция колонны штанг, диаметр ШГН, режим работы СК, Ндин, обводненность, ГФ. Из анализа данных установлено, что об-

водненность, ГФ и Ндин сохраняют неопределенность ввиду высокой флуктуации значений, отсутствия дополнительных исследований или одновременного замера. Для дальнейшего выяснения возможных причин отклонений в расчёте минимальной нагрузки необходимо продолжить сравнительный анализ на скважинах с минимальными неопределенностями, описанными выше.

В рамках тестирования алгоритмов также выполнялось сравнение расчёта конструкции штанг в модуле с другим ПО методом сравнения длины верхней сек-

ции при расчёте равнопрочной колонны (в доле от компоновки штанг) и расчёт тяжёлого низа (в количестве штанг). Среднее отклонение результатов составило 2% и 1 штанга, соответственно.

Аналогичные исследования проводились по сравнению результатов расчёта

нагрузок в другом лицензированном ПО. Получены не менее надёжные результаты сравнения. Нагрузки на колонну штанг Р_{макс}, Р_{мин} показали хорошую сходимость по нагрузкам секций: среднее отклонение по максимальной нагрузке – 3,1%, по минимальной загрузке – 5,7% (рис. 10, 11).

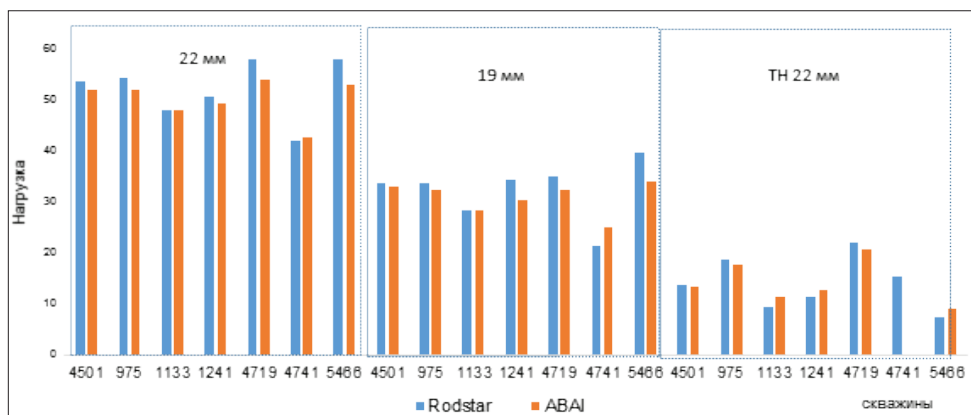


Рисунок 10. Сравнение максимальной нагрузки в точке подвеса штанг, кН

Загрузки равнопрочных колонн отличаются, т.к. применены различные методики. В модуле ИС АВАИ применяется ме-

тодика расчёта приведенных напряжений, которая выдает более обрискованную по загрузкам колонну штанг.

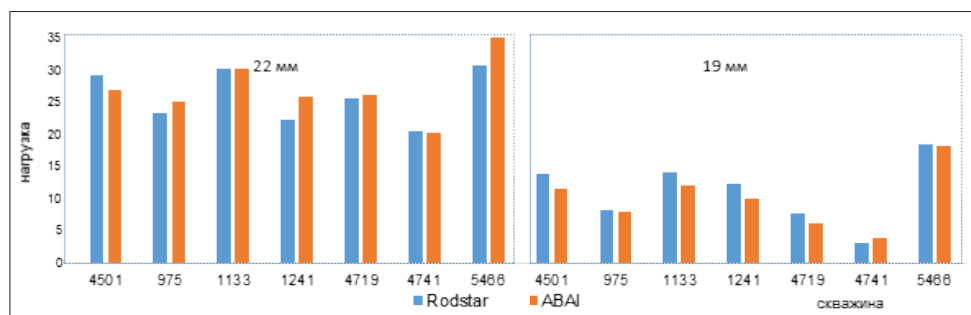


Рисунок 11. Сравнение минимальной нагрузки в точке подвеса штанг, кН

Выводы

Таким образом, авторы статьи попытались кратко изложить основные принципы разработки и достигнутые преимущества модуля «Подбор ГНО» для операционной деятельности нефтедобывающих предприятий, подчеркнуть особые моменты примененных алгоритмов. Как и любое программное обеспечение, направленное на расчёт компоновки ГНО, модуль предполагает хорошее качество входных данных, когда основные параметры эксплуатации коррелируются между собой, а пользователь сумеет оценить достоверность данных и внести соответствующие

настройки в модель скважины. Даже в случае отсутствия данных или их низкого качества система предупреждений («алармов»), предусмотренная в модуле, помогает избежать грубых ошибок. Архитектура модуля позволяет пользователю проводить собственный анализ по коррелируемым входным параметрам для расчёта.

Модуль информационной системы АВАИ «Подбор ГНО» находится в постоянном развитии, дополняется новыми методиками, оптимизируется ИТ архитектура, по результатам получения обратной связи от Заказчика создаются те самые доработки, необходимость которых наиболее точно

могут определить только конечные пользователи.

На сегодняшний день видна большая заинтересованность цеховых технологов в работе с модулем и проведении расчетов ШГН. Результаты промышленной эксплуатации модуля в ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз» показали высокую эффективность рассчитанных в модуле компоновок. За отчетный период 6 мес сокращено количество отказов прак-

тически на половину (53%) на экспериментальных скважинах часто ремонтируемого фонда. Мы рассчитываем, что уже в ближайшем будущем массовое применение программы для оптимизации компоновок и дизайна ГНО и ШГН, а в дальнейшем и электроцентробежных насосов, начнет приносить практическую экономическую выгоду для дочерних предприятий АО «Национальная компания «Казмунайгаз».

Список использованной литературы

1. Методика по составлению технологических режимов эксплуатации нефтедобывающих скважин. – Нур-Султан, АО «Национальная компания «КазМунайГаз», 2018. // Metodika po sostavleniju tehnologicheskikh rezhimov jekspluatatsii nefteobuvajushhih skvazhin [Methodology for compiling technological modes of oil well operation]. – Nur-Sultan, АО «Nacional'naja kompanija «KazMunayGas», 2018.
2. Mukherjee H: Well Performance Manual. Houston, 2001.
3. PI TR 11L Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems (Conventional Units), 5-th edition, 2008.
4. Архипов, Попов. Справочник по станкам-качалкам. – Альметьевск 2000. // Arhipov, Popov. Spravochnik po stankam-kachalkam [Pump jack manual]. – Al'met'evsk 2000.
5. Николаев Н. М. Повышение эксплуатационных характеристик нефтепромыслового оборудования в территориально-производственном предприятии «Лангепас-нефтегаз». – Диссертация, к.т.н., РГУ нефти и газа им Губкина, 2000. // Nikolaev N.M. Povyshenie ekspluatatsionnyh harakteristik neftepromyslovogo oborudovaniya v territorial'no-proizvodstvennom predpriyatii «Langepasneftegaz» [Improving the performance of oilfield equipment in the territorial production enterprise "Langepasneftegaz"]. – Dissertacija, k.t.n., RGU нефти i gaza im Gubkina, 2000.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – 2015. // Mishhenko I.T. Skvazhinnaia dobycha nefi [Well oil production]. – 2015.
7. Ивановский В.Н. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – 2002. // Ivanovskij V.N. and other. Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlja dobychi nefi [Downhole pumping units for oil production]. – 2002.
8. Зейгман Ю.В., Гумеров О.А., Генералов И.В. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов. – 2000. // Zejgman Ju.V., Gumerov O.A., Generalov I.V. Vybora oborudovaniya i rezhima raboty skvazhin s ustanovkami shtangovyh i jelektrocentrobezhnyh nasosov [Selection of equipment and operation mode of wells with sucker rod and electric submersible pumping units]. – 2000.
9. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова/ Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. – М., Недра, 1983. // Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniju razrabotki i jekspluatatsii neftnykh mestorozhdenij [Reference manual for the design of the development and exploitation of oil fields]. Dobycha nefi [Oil production]. Pod obshh. red. Sh. K. Gimatudinova/ R. S. Andriasov, I. T. Mishhenko, A. I. Petrov and other. – Moscow, Nedra, 1983.
10. Márquez R. Modeling downhole natural separation. – The University of Tulsa, 2004.

АВАІ АҚПАРАТТЫҚ ЖҮЙЕСІНДЕ ТЕРЕҢДІКТЕГІ СОРАП ЖАБДЫҚТАРЫНЫҢ АВТОМАТТАНДЫРЫЛҒАН ТАҢДАУЫН ЖҮЗЕГЕ АСЫРУ

Г.С. Абдрахманова, Н.С. Данабаев, Л.Г. Утемисова
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Астана қ-сы, Қазақстан

Бұл мақалада АВАИ ақпараттық жүйесінің «Тереңдік сорап жабдықтарын таңдау» модулінде қолданылатын жеке алгоритмдерді құрудың негізгі тәсілдері мен принциптері сипатталған. Есептеулер ағынның қисық сызығын құрудың жалпы танылған әдістеріне, ҚТС қарнақ бағанасы беріктігінің есептеуіне және т.б. негізделген.

Тереңдік сорап жабдықтарын таңдау модулін құрудың негізгі мақсаттары, атап айтқанда, «Қарнақты тереңдік сорабын таңдау» ұңғымалардың механикаландырылған қорын пайдалану тиімділігін арттыру, қарнақ бағанасын есептеу, тереңдіктегі сорап жабдығының мерзімінен бұрын істен шығуын азайту, сорғы жабдығының режимі және өндіруші қорымен жұмыс істеу кезінде инженер-технологтардың бағдарламаны жаппай пайдалануы болып табылады.

Есептеулер алгоритмі, ықшамды функционал, модульдегі ыңғайлы интерфейс қазіргі бұзылулар кезінде ТСЖ таңдау туралы тез шешімдер қабылдау жағдайында өнеркәсіптік инженер-технологтар мен цех шеберлерінің жұмысын ескере отырып құрастырылған.

Авторлар модульді іске асыру барысында іріктеу нәтижелерін жалпы танылған шетелдік бағдарламалық кешендермен салыстырды.

Негізгі сөздер: «АВАИ» АЖ, тереңдіктегі сорап жабдықтары, технологиялық өлеует, ұңғыманы оңтайландыру, қарнақты тереңдік сорабы.

IMPLEMENTATION OF AUTOMATED SELECTION OF DOWNHOLE PUMPING EQUIPMENT IN THE ABAI INFORMATION SYSTEM

G.S. Abdrakhmanova, N.S. Danabayev, L.G. Utemisova
KMG Engineering LLP, Astana, Kazakhstan

This article provides a description of the main approaches and principles for constructing individual algorithms used in the "Selection of downhole pumping equipment" module of the ABAI information system. The calculations were based on generally recognized methods for constructing an inflow curve, strength calculation of the rod string of a sucker rod pumping unit, etc.

The main goals of creating a module for the selection of downhole pumping equipment, in particular, the subsystem "Selection of a sucker rod pump" are to increase the efficiency of the mechanized well stock, reduce premature failures of downhole pumping equipment due to the correct calculation of the rod string, pumping equipment mode, automation of the selection of downhole pumping equipment due to the mass use of the program by process engineers when working with a mining mechanized fund.

The calculation algorithm, concise functionality, friendly interface in the module are built taking into account the work of field process engineers and shop foremen, in the conditions of making operational decisions on the selection of downhole pumping equipment in case of current failures.

The authors compared the selection results in the process of implementing the module with generally recognized foreign software systems.

Keywords: ABAI information system, downhole pumping equipment, technological potential, well optimization, sucker rod pump.

Информация об авторах

Абдрахманова Гульзира Сагингалиевна – эксперт службы технологий добычи и внутрискважинных работ департамента нефтяного инжиниринга, g.abdrakhmanova@niikmg.kz.

Данабаев Нурлыбек Сауирбаевич – руководитель службы технологии добычи и внутрискважинных работ, n.danabayev@niikmg.kz.

***Утемисова Лаура Гибратовна** – старший инженер службы технологий добычи и внутрискважинных работ департамента нефтяного инжиниринга, ORCID ID – 0000-0003-4194-6727, l.utemisova@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Республика Казахстан

*Автор, ответственный за переписку