

Введение

Процесс подъема нефти на поверхность является очень сложным, энергозатратным процессом. Более 90% нефтяных скважин по всему миру работают с дефицитом пластового давления, таким образом правильная организация работы добывающего оборудования является крайне важной задачей. В рамках данной работы будет описана математическая часть рекомендательной системы по оптимизации работы ЭЦН с целью увеличения добычи нефти.

Данная рекомендательная система была реализована в 2018 году на одном из месторождений Сибири. Месторождение относится к классу месторождений постоянной добычи (средняя обводненность составляет 42%). На рассматриваемом месторождении производится эксплуатация 700 скважин (480 добывающих, 220 – нагнетательные). Из добывающих скважин 360 работают в постоянном режиме и 120 в переменном режиме. Средний дебит добывающих скважины составляет 56 тонн/сутки. Добыча на рассматриваемом месторождении производится из 6 нефтеносных пластов с глубиной залегания 2600-3200 метров.

Данные

Для решения задачи оптимизации работы ЭЦН были использованы доступные параметры (приведенные в таблице 1). Период наблюдения за текущим месторождением составляет более 10 лет, однако, в ходе исследований было выяснено, что измерения, отстоящие от текущего момента времени более чем на 1.5 года никак дополнительно не улучшают качество построенной рекомендательной системы, поэтому такие данные для построения рекомендательной системы не использовались.

Таблица 1

параметр	Частота измерения
частота двигателя (Гц)	1 раз в минуту
температура двигателя (°C)	
активная мощность (кВт)	
затрубное давление (кгс/см ²)	
давление буферное (кгс/см ²)	
Ток фазы (А)	
напряжение АС (В)	
давление в коллекторе (кгс/см ²)	
давление двигателя (кгс/см ²)	
включение выключение насоса	
динамический уровень (м)	1 раз в 5 минут
дебит смеси (м ³)	1 раз в час
обводненность (%)	1-2 раза в день
плотность смеси(кг/м ³)	
Номинальная мощность двигателя (кВт)	1 раз в полгода
номинальный напор двигателя (метры водяного столба) (м)	
давление пластовое (кгс/см ²)	
Дебит дневной номинальный - Номинальная производительность насоса (м ³ /сут)	
глубина спуска ЭЦН (м)	
Удлинение (м)	

Как видно, Таблица 1 включает в себя не только исходные (измеренные) параметры, но так же и расчетные параметры, которые были получены в результате построения математической модели

функционирования погружного оборудования. В частности, затрубное давление было рассчитано по модели следующего вида:

$$P_{lp} = \frac{(wc + (100 - wc) \cdot den/100) \cdot 1000 \cdot 9.81 \cdot l}{101325} \quad (1)$$

где, wc – процент обводнённости, den – плотность смеси, l - глубина спуска ЭЦН.

Так же напор насоса рассчитывается:

$$H_{curr} = H_{def} \cdot \left(\frac{f_{curr}}{f_{def}} \right)^2 \quad (2)$$

где, H_{def} – номинальный напор насоса, f_{curr} – текущая частота ЭЦН, f_{def} – номинальная частота ЭЦН.

Стоит отметить что большую роль при реализации проекта сыграло взаимодействие специалистов по машинному обучению и доменных экспертов, которые смогли разработать точные и, в то же время, простые физические модели, которые смогли существенно поднять точность построения моделей машинного обучения.

Так же отметим, что большинство изменение значений большинства параметров не сказываются на процессе извлечения смеси немедленно. Большинство из них имеют «отложенный» эффект. Для учета этого эффекта были применены так называемые lag-параметры и производные от них. lag-параметром от скалярного параметра x является значение параметра x в некоторый предшествующий момент времени: $x_{lag}(t) = x(t - t_{lag})$. Аналогично были реализованы «сглаженные» lag-параметры: $x_{sm_lag}(t) = \text{mean}_{[t-t_{sm}, t+t_{sm}]} x_{lag}(t)$.

Входе реализации данного проекта так же была решена проблема рассогласование данных. Для некоторых скважин в некоторые периоды времени наблюдались ненулевые дебиты нефти при выключенном насосе, что, конечно, является ошибкой записи состояния насоса. Для таких периодов времени была реализована ML-модель предсказания состояния насоса. Данная модель была натренирована на выделенных определенных времени, когда рассогласований между параметрами не наблюдалось. Т.е. была построена функция f :

$$d = f(x) \quad (3)$$

где d – значение прогнозируемого параметра, x – параметры на основании которых строиться прогноз. Далее, имея исторические данные мы можем сравнить полученное прогнозное значение d с фактическим d_{real} и в периодах большого рассогласования использовать прогнозное значение d вместо d_{real} , т.е.:

$$d_{real} = \begin{cases} d_{real} & , |d_{real} - d| < s \cdot std(d_{real}) \\ d & , |d_{real} - d| > s \cdot std(d_{real}) \end{cases} \quad (4)$$

где $std(d_{real})$ - среднеквадратичное отклонение величины d_{real} в обучающей выборке, s – величина допуска рассогласования прогнозных и фактических значений, подбирается на основе физической модели доменного эксперта.

Приведенный выше подход оказывается не всегда применим, для некоторых параметров построение прогнозной модели может быть затруднительно, в этом случае периоды времени на которых наблюдались аномальные значения некоторых параметров были исключены из рассмотрения. Так же были исключены периоды времени, когда ключевые параметры не наблюдались вовсе.

Так же большой проблемой для реализации рекомендательной системы было недостаточная частота измерения дебита нефти. Счетчик дебита нефти не относится к скважине, а относится к ГЗУ, при этом периоды замеры дебита нефти никак не ассоциированы с состоянием насоса. Замеры

производиться в течении 1-2 часов, далее счетчик переключается на другую скважину. Если предположить, что скважина работает постоянно, но на период замера была остановлена то мы получим в результате замера нулевой суточный дебит для данной скважины, что, конечно, не соответствует действительности. Для устранения этого недостатка был реализован расчет «истинного» дебита. Алгоритм расчета «истинного» дебита довольно сложен заслуживает отдельного доклада, здесь приводиться упрощенная модель расчета для случая, когда был произведен только один замер за день:

$q_{real} = \frac{q_{meas} \cdot t_{\%}(\Delta t_{meas})}{t_{\%}(24hours)} \cdot 24$	(5)
--	-----

где d_{real} – истинный дневной дебит, d_{meas} – измеренный на ГЗУ почасовой дебит нефти, Δt_{meas} – период измерения дебита на ГЗУ. $t_{\%}(\Delta t_{meas})$ – процентное отношение времени, когда насос был включен к общему времени замера, $t_{\%}(24hours)$ – процентное отношение времени когда насос был включен к суточному времени, 24 – константа для приведения часового дебита к суточному.

Проблема

Основной целью данной работы было увеличение объема поднимаемой нефти и избежание при этом риска высыхания скважины, остановки работы скважины вследствие возникновения аварии на скважине.

Для решения этой задачи нам необходимо определить допустимые границы безопасного и эффективного функционирования скважины. Проведенные статистические исследования и экспертные знания технологов на производстве позволили нам составить таблицу ограничений (таблица 2), нахождение в рамках которых позволяет нам обеспечить безопасность и постоянство добычи нефти.

Таблица 2. Ключевые параметры и их ограничения.

параметр	ограничение
Давление на приеме	> 28 (кг/см ²)
Температура двигателя	< 110 (°C)
Соппротивление изоляции	> 8 000 Ом.
Буферное давление	давление < 40 (кг/см ²)
Ток	< 200А

Единственным управляющим параметром в данной задаче максимизации является частота работы двигателя ЭЦН, которая может варьироваться в пределах 40-60 Гц.

Таким образом задача может быть переформулирована следующим образом: Для каждого погружного насоса необходимо определить такую максимальную частоту вращения при которой все параметры из таблицы 2 не выходят за своих ограничения.

Данная формулировка подразумевает построение прогнозной модели для каждого параметра из таблицы 2. В рамках данной работы были предприняты несколько попыток построения таких

прогнозных моделей. К сожалению, все они были неудачны. В основном, проблемы построения прогнозных моделей в данной задаче заключаются в проблеме неизвестного состояния пласта в точке перфорации. Пластовое давление меряется, обычно, раз в год, кроме того пластовое давление не может полностью описать процесс притока нефтяной смеси из пласта.

Прогнозирование пластового давления.

Попытки построить прогнозную модель для предсказания дебита нефти и остальных ключевых параметров, используя «исходные» параметры (значение параметров в каждый момент времени) была не удачной. Рассмотрим простую модель измерения параметра «Давление пласта» (P_{meas}), для этого параметра корректно следующее представление:

$P_{meas}(t) = P_{real}(t) + \delta\tilde{P}(t) + \delta\bar{P},$	(6)
---	-----

где $P_{meas}(t)$ – измеренное значение давления пласта в момент времени t ; $P_{real}(t)$ – истинное давление пласта в текущий момент времени; $\delta\tilde{P}(t)$ – высокочастотная часть ошибки измерения; $\delta\bar{P}$ – постоянная часть ошибки измерения пластового давления. Основная проблема заключается в составляющей $\delta\bar{P}$. $\delta\bar{P}$ медленно меняется, но т.к. измерения пластового давления проводятся очень редко, получается, что в каждый момент времени мы в точности не знаем пластового давления. Для избавления от этой составляющей ошибки был реализован прием, который в математике называется «переход от поля измерений к полю приращений измерений». Данный прием заключается в выборе некой временной базы, в рамках которой $\delta\bar{P}$ можно считать постоянным и использованию вместо исходного параметра разницы параметра по данной временной базе:

$\Delta P_{meas} = P_{meas}(t) - P_{meas}(t + \Delta t) =$	(7)
$P_{real}(t) + \delta\tilde{P}(t) + \delta\bar{P}(t) - P_{real}(t + \Delta t) - \delta\tilde{P}(t + \Delta t) - \delta\bar{P}(t + \Delta t)$	

Т.к. $\delta\bar{P}$ в рамках выбранной временной базы постоянно – можно сократить эту составляющую, получаем:

$\Delta P_{meas} = P_{real}(t) - P_{real}(t + \Delta t) + 2 \cdot \delta\tilde{P}$	(8)
--	-----

Как мы видим нам удалось избавиться от постоянной составляющей ошибки. Хотя высокочастотная составляющая увеличилась в два раза, это не существенно т.к. шумы измерений очень малы. Очень важно правильно выбрать временную базу приращения Δt . С одной стороны слишком малое Δt приводит к возрастанию ошибки \tilde{P} , с другой стороны большое значение Δt приведет к возникновению дополнительной ошибки связанной с разницей $\delta\bar{P}$ в разные моменты времени.

Аналогичным образом происходит переход от исходных значений к приращениям всех остальных параметров, используемых в прогнозной модели.

Прогнозная модель

Резюмирую рассуждения предыдущего параграфа, скажем что вместо классической предсказательной модели типа (3) была применена модель вида:

$d = d(t - \Delta t) + \Delta d_{pred} = d(t - \Delta t) + f(x, \Delta x, \Delta ef),$	(9)
--	-----

где $d(t - \Delta t)$ – значение прогнозируемого параметра в предыдущий момент времени, Δd_{pred} – изменение прогнозируемого параметра, $f(x, \Delta x, \Delta ef)$ – прогнозная функция реализующая прогноз

изменения параметра d при изменении параметров за выбранную базу Δt и изменение частоты ЭЦН - Δef .

Для построения прогнозной модели f в истории измерений были выбраны моменты времени переключения частоты ЭЦН. Для реализации прогнозной модели использовались методы машинного обучения – обучение с учителем.

Для каждой скважины были использованы два основных типа моделей:

1. Общая модель – обученная на истории изменений частоты ЭЦН на всех скважинах. В основе этой модели лежит метод «случайный лес».
2. Персональная модель - построенная на основе истории изменений частоты ЭЦН на текущей скважине, реализована посредством линейной регрессии.

Итоговый прогноз строился следующим образом:

$d = d(t - \Delta t) + \alpha \cdot f(x, \Delta x, \Delta ef)_{ind} + (1 - \alpha) \cdot f(x, \Delta x, \Delta ef)_{comm}$	(10)
--	------

где $f(x, \Delta x, \Delta ef)_{ind}$ – прогноз изменения параметра по построенной персональной модели, $f(x, \Delta x, \Delta ef)_{comm}$ - прогноз общей модели изменения параметра.

Рекомендательная система

Рекомендательная система строиться следующим образом:

Для каждой скважины, строиться прогноз каждого параметра из таблицы 2. Мы знаем, что прогноз может содержать ошибку. Попробуем оценить эту ошибку выбрав и истории все моменты времени, когда происходило изменение частоты ЭЦН.

$d(t + \Delta t) = d(t) + \Delta d_{pred}(t + \Delta t) + \delta \Delta d_{pred}$	(11)
---	------

где $d(t + \Delta t)$ – значение параметра d после изменения частоты ЭЦН, $d(t)$ – значение параметра d до изменения частоты ЭЦН, $\Delta d_{pred}(t + \Delta t)$ – прогноз изменения параметра d при изменении частоты, $\delta \Delta d_{pred}$ – ошибка прогнозирования.

Для безопасного функционирования погружного оборудования необходимо что бы $d(t) + \Delta d_{pred}(t + \Delta t) + \delta \Delta d_{pred}$ не вышло за ограничения из таблицы 2. Для этого, кроме прогноза $\Delta d_{pred}(t + \Delta t)$ необходимо оценить ошибку прогноза $\delta \Delta d_{pred}$. Имея исторические данные и построив прогноз для любого ключевого параметра для всех переключений частоты из истории, мы можем построить гистограмму распределения ошибки $\delta \Delta d_{pred}$. Пример такой гистограммы для параметра «Давление на приеме» приведен на рисунке 1.

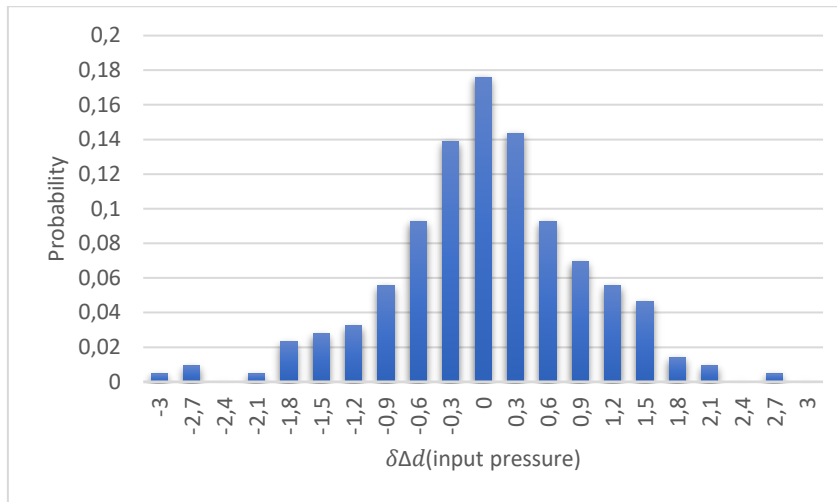


Рисунок 1

При прогнозировании давления на приеме нам интересны те случаи, когда прогноз ошибается в большую сторону, т.е. $\delta\Delta d_{pred} < 0$, именно в этом случае мы рискуем пересечь нижнюю границу (28 кг/см²) из таблицы 2 что, может привести к высушению скважины. Анализируя левый хвост гистограммы ошибок на рисунке 1, можно сделать вывод о том, что прогнозная модель с вероятностью 99% не ошибается в большую сторону более чем на 2.4 кг/см². Таким образом, для параметра «давление на приеме» значение $d(t) + \Delta d_{pred}(t + \Delta t)$ не должно быть меньше чем 30.4 кг/см².

Аналогичная логика была реализована для всех остальных ключевых параметров. Заметим, что при переключении частоты не все параметры меняются одинаково быстро. Так температура двигателя меняется в течении 2-3 часов, после этого выходит на асимптоту и остается постоянной вплоть до следующего переключения частоты. Давление на приеме при изменении частоты меняется в течении 10 дней, после этого становится постоянным. Это надо учитывать при оценке $\delta\Delta d_{pred}$ из (11) и выбирать правильное приращение Δt для получения корректной оценки ошибки $\delta\Delta d_{pred}$.

В качестве рекомендации, рекомендательная система выдает наибольшую частоту ЭЦН при которой ни один ключевой параметр не превышает заданное для него ограничение.

К сожалению, ЭЦН бывает недостаточно эффективен и при низком дебите скважин расход электроэнергии может превышать стоимость поднятой нефти. Для защиты от неэффективного расхода электроэнергии применяется следующий критерий

$$(V_{oil_{pred}} - V_{oil_{curr}}) \cdot oil_cost \cdot (1 - wp) - (Pow_{pred} - Pow_{curr}) \cdot tariff > 0, \quad (12)$$

где $V_{oil_{pred}}$ – прогноз дневного дебита нефти при выполнении рекомендации, $V_{oil_{curr}}$ – текущий дневной дебит нефти, Pow_{pred} – количество электроэнергии (кВт) в день необходимое для работы насоса в рекомендуемом режиме, Pow_{curr} – текущие дневные траты электроэнергии (кВт), $tariff$ – стоимость электроэнергии (руб/кВт), oil_cost – стоимость тонны нефти, wp – процент обводненности.

Рекомендательная система выдает рекомендации только в том случае, если увеличение трат на электроэнергию не превосходит увеличение прибыли от добытой нефти.

Пример рекомендации выданные рекомендательной системой можно видеть в таблице 3.

Таблица 3. Пример рекомендаций рекомендательной системы

Текущая частота	Рекомендуемая частота	Текущий дебит	Прогнозный дебит	рекомендация	комментарии	имя скважины
40.02	40.02	27.78	27.78	Оптимальный режим		...
49.17	48.17	205.76	196.19	Уменьшить частоту	Риск высыхания скважины	...
52	54	316.65	348.89	Увеличить частоту		...
50.04	51	38.66	42.98	Увеличить частоту		...
50.07	50.07	48.18	47.57	Оптимальный режим		...
49.08	50	50.97	46.29	Увеличить частоту		...

Как видно из таблицы 3 рекомендательная система выдает рекомендации не только по увеличению частоты работы ЭЦН, но, так же, выдает рекомендации для предотвращения нежелательных ситуаций (перегрев двигателя и т.д.). В частности во второй строке таблицы 3 приведена рекомендация по снижению частоты ЭЦН для предотвращения риска высыхания скважины.

Стоит отметить что разработанная рекомендательная система может быть применена (и применяется) так же для скважин, работающих в переменном режиме. В этом режиме ЭЦН всегда работает с номинальной частотой (50Гц) при этом ЭЦН работает в течении времени t_w , затем ЭЦН останавливается на время t_s , затем снова включается на время t_w , и т.д. В данном режиме работы рекомендательная система управляет не частотой ЭЦН, а периодом работы. Увеличение периода t_w за счет периода t_s , так же позволяет увеличить дебит нефти.

Итоги

Приведенные в данной работе прогнозные и рекомендательные модели показали достаточную точность и надежность на протяжении всего периода применения. Авторы связывают этот результат с тесным взаимодействием между специалистами по машинному обучению и доменными экспертами. Рекомендательная система на основе приведенных моделей была введена в эксплуатацию в середине 2018 года и до настоящего момента показывает стабильный прирост добычи нефти на уровне 1.5%. Так же при внедрении рекомендательной системы был отмечен рост надежности функционирования погружного оборудования, связанный с рекомендациями о снижении частоты в критических случаях. Реализация рекомендательной системы на основе ML-подходов не требует дополнительного оборудования, может быть легко реализована на любой имеющейся технической базе. Стоит отметить, что реализованная рекомендательная система так же может быть легко адаптирована для применения на rod pump.

Editorial. 2012. "2012 Forecast: U.S. Oil Well Counts Rise in All Regions." World Oil Magazine. <https://www.worldoil.com/magazine/2012/february-2012/special-focus/2012-forecast-us-oil-well-counts-rise-in-all-regions>.

Exarheas, Andreas. 2019. "IEA Cuts Oil Demand Growth Forecast | Rigzone." 2019. https://www.rigzone.com/news/iea_cuts_oil_demand_growth_forecast-15-may-2019-158835-article/.

Kuzmichev, Nikolay P. 2012. "Short-Term Well Operation [STWO] Is Unique Approach to Reduction of Effects of complicating factors [in Petroleum Production]." Exposition Oil Gas 4 (22): 56–59. <https://cyberleninka.ru/article/n/kratkovremennaya-ekspluatatsiya-skvazhin-unikalnyy-sposob-borby-s-oslozhnyayuschimi-faktorami>.

Lea, James F., Rowlan Lynn, Lea James F., and Rowlan Lynn. 2019. Electrical Submersible Pumps. Gas Well Deliquification. Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-815897-5.00012-3>.

McAvey, Rich, and Cushing Simon. 2019. "Oil and Gas Industry Innovation Through Digital Technology Primer 2019." 2019. <https://www.gartner.com/en/documents/3900966/oil-and-gas-industry-innovation-through-digital-technolo>.

Murphy, Kevin P. 2012. Machine Learning: A Probabilistic Perspective. The MIT Press.

Wood, Tony. 2007. "The Connected Oilfield." https://www.cisco.com/c/dam/en_us/about/ac79/docs/wp/Connected_Oilfield_0629b.pdf.