

В этом исследовании была введена вычислительная база для оптимизации количества уплотняющих скважин, расположения уплотняющих скважин и производительности всех скважин для крупномасштабного зрелого нефтяного месторождения. Вычислительная база показала свой потенциал в нашей работе, но необходимо провести дальнейшие исследования. Будущая работа должна быть сосредоточена на изучении производительности вычислительных сред при итерации процедуры оптимизации размещения скважин и процедуры оптимизации управления скважиной. Дальнейшие исследования также должны одновременно оптимизировать количество заполняющих скважин, расположение заполняющих скважин и контроль всех скважин.

Литература

1. Ко Ю «Метод расчета допустимой и предельной плотности скважин в заводняемом песчаниковом пласте». Разведка и разработка нефти, 4, 1986, стр. 49 – 54.
2. Ахмед Т., «Справочник по разработке месторождений (четвертое издание)». Издательство Gulf Professional, США, Бостон, 2010 г.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ RETROLEUM EXPERTS PROSPER  
ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПУТЕМ АНАЛИЗА РЕЖИМА  
РАБОТЫ СКВАЖИН**

**Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М.**

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

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

На текущий момент нефтегазодобывающие компании начали активное использование систем моделирования для контроля режима работы фонда скважин, а также с целью проведения оптимизационных расчетов для получения дополнительной добычи нефти. Актуальность интегрированных моделей актива экспоненциально растет с каждым годом, поскольку в связи с нынешней ситуацией большее количество недропользователей движется по пути корректного выбора разработки месторождений [4].

Цель – формирование и анализ подхода к настройке моделей-компонент (скважин) путем адаптации параметров к фактическим данным с целью получения дополнительной добычи нефти.

Одним из комплексных подходов в области моделирования системы пласт – скважина – наземная инфраструктура является использование программного обеспечения Petroleum Experts. Данное решение успешно зарекомендовало себя на международном рынке ввиду наличия большого количества всевозможных корреляций, подходящих под те, либо иные геологические условия, а также сложной методике расчета поставленных задач. Благодаря вышеописанному продукту задачи расчета притока из пласта, дебита скважин и анализа пропускной способности инфраструктуры образовали собой единое интегрированное решение для качественного моделирования месторождений/группы месторождений. В свою очередь программное обеспечение Petroleum Experts Prosper позволяет оценить эффективность работы скважины, а также получить дополнительную добычу за счет расчета на модели скважины, настроенной на фактические параметры [2].

Настройка моделей добывающих скважин заключается в адаптации параметров, полученных расчетным путем в программном обеспечении Petroleum Experts PROSPER, к фактическим данным на дату актуализации. В меню (рис. 1) вносятся данные, которые используются для дальнейших расчетов.

Test	Test Point Date	Test Point Comment	Tubing Head Pressure (kg/cm <sup>2</sup> g)	Tubing Head Temperature (deg C)	Water Cut (percent)	Liquid Rate (cm <sup>3</sup> /day)	Gauge Depth (Measured) (m)	Gauge Pressure (kg/cm <sup>2</sup> g)	Reservoir Pressure (kg/cm <sup>2</sup> g)	Gas Oil Ratio (cm <sup>3</sup> /cm <sup>3</sup> )	GOR Free (cm <sup>3</sup> /cm <sup>3</sup> )	Operating Frequency (Hertz)	Pump Wear Factor (fraction)	Pump Intake Pressure (kg/cm <sup>2</sup> g)	Pump Discharge Pressure (kg/cm <sup>2</sup> g)
1	01/01/2019	no choke	17.67	33	95.28	196.49	2465	53.55	170.05	31.559	0	50	0.036	33.35	33.35
2															

*Рис. 1. Секция «VLP/IPR Matching»*

Эти данные накапливаются в окне «VLP/IPR Matching» по мере обновления моделей скважин и могут быть использованы для анализа работы скважин с течением времени: Test Point Date – дата актуализации модели скважины; Test Point Comment – информация об устьевого штуцера (диаметр штуцера или отсутствие штуцера); Tubing Head Pressure – буферное давление; Tubing Head Temperature – температура флюида на устье скважины; Water Cut – обводненность добываемой продукции; Liquid Rate – дебит жидкости; Gauge Depth (Measured) – глубина спуска датчика; Gauge Pressure – давление на датчике; Reservoir Pressure – пластовое давление; Gas Oil Ratio – газосодержание; GOR Free – содержание газа, приходящего из газовой шапки; Operating Frequency – частота работы ЭЦН; Pump Wear Factor – коэффициент износа насоса; Pump Intake Pressure – давление на приёме насоса; Pump Discharge Pressure – давление на выходе насоса.

В случае, если расчётное давление меньше фактического, то подбирается коэффициент износа насоса пока значения не совпадут (рекомендуемое расхождение не более 1 кгс/см<sup>2</sup>). Если коэффициент износа лежит в пределах

от 0 до 0,2, то это считается допустимым значением, при условии, что межремонтный период (МРП) насоса больше 200 суток [5].

Если коэффициент износа насоса окажется более 0,2, то это считается повышенным износом. Необходим дополнительный анализ: либо перепроверка исходных данных по замеру на дату актуализации (в случае обнаружения ошибок процедура настройки вертикального лифта повторяется заново), либо поиск причин повышенного износа насоса (в случае подтверждения повышенного износа настройка вертикального лифта заканчивается, подобранный коэффициент износа принимается допустимым) [1].

Производится анализ причин ремонтов. Значение коэффициента износа может достигать 0,5 в том случае, если для скважины характерны осложнения при эксплуатации в виде солеотложений. При этом точная адаптация таких скважин возможна только после замера профиля давления над насосом, так как возможно солеотложение как в УЭЦН, так и в лифте [3].

В случае, если расчётное значение больше фактического, то необходимо перепроверить исходные данные по замеру на дату актуализации (в первую очередь давление на приёме ЭЦН, частоту ЭЦН, дебит жидкости, буферное давление). При обнаружении ошибок процедура настройки вертикального лифта повторяется заново [7]. Для скважин с кратковременной эксплуатацией (КЭС) особое внимание уделяется анализу величины мгновенного дебита. Для скважин с вентильными двигателями уточняется частота вращения при переводе единиц измерения из об/мин в Гц (перевод производится прямо пропорционально от соотношения 2910 об/мин = 50 Гц, для вентильных двигателей зависимость может быть не прямая) [2].

По результатам расчёта оценивается, насколько расчётное значение по дебиту жидкости (пересечение кривых VLP и IPR) совпадает с фактическим. При совпадении расчётного и фактического дебитов в пределах 5 % настройка скважины заканчивается.

Настройка моделей многопластовых скважин в PROSPER осуществляется аналогично скважинам, вскрывающим один пласт. Для них при занесении данных по пласту используются характеристики пласта с наибольшим дебитом нефти (PVT-модель флюида, Рпл, Тпл). Такие модели скважин могут использоваться для выполнения одиночных расчётов в PROSPER (например, для подбора глубинного насосного оборудования (ГНО) по скважине). Чтобы наглядно убедиться в пригодности замера, с помощью кнопки Plot выводится фактический замер и графики градиента давления, рассчитанные по граничным корреляциям (рис. 2).

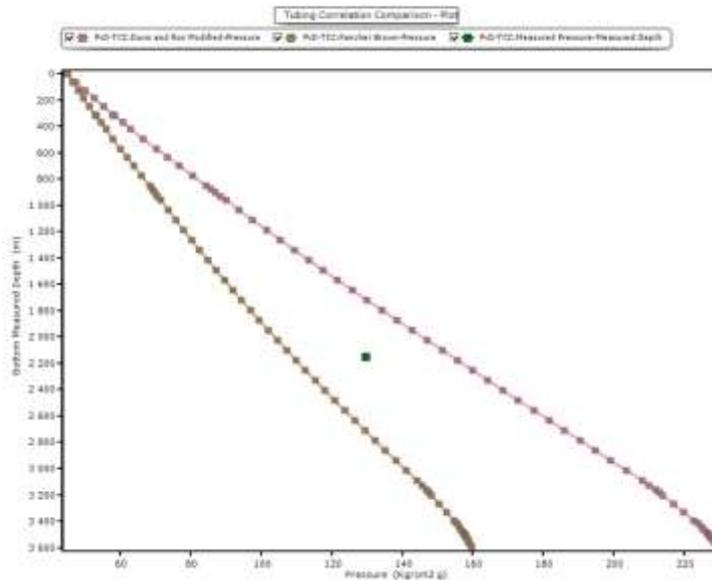


Рис. 2. Проверка качества замера

В результатах расчета на срез и прогноз есть два показателя дебитов по фазам, например, «Liquid Rate» и «Average Liquid Rate». «Liquid Rate» – это мгновенный дебит, а «Average Liquid Rate» – уплотненный дебит, т. е. с учетом коэффициента простоя (рис. 3).

Label W_2p		Prediction method Pressure and temperature		Optimization method Production		Layers									
Goodk available	Oil Rate	Gas Rate	Water Rate	Liquid Rate	Gas Lift Injection Rate	Revenue	Mass Flow Rate	HC Mass Flow Rate	Average Oil Rate	Average Gas Rate	Average Water Rate	Average Liquid Rate	Average Gaslift Rate		
10000m3/d	Sm3/day	10000m3/d	Sm3/day	Sm3/day	10000m3/d	\$/MUSD/day	ton/day	ton/day	Sm3/day	10000m3/d	Sm3/day	Sm3/day	Sm3/day		
1	1700.000	8.8	6.848	8.2	8.000	0.00	20.82	20.34	4.4	3.424	0.2	4.6	4.600		

Рис. 3. Результаты расчета по периодической скважине

Таким образом, ПО позволяет с высокой точностью моделировать работу скважин при различных условиях. В результате анализа были выявлены критерии настройки скважин, а также представлен минимальный необходимый набор параметров для качественной адаптации моделей. В ходе проведения оптимизационных расчетов по скважинам также доказан эффект в виде получения дополнительной добычи нефти, что позволяет тиражировать данную технологию на другие месторождения.

#### Литература

1. Liu C., Li Y., Xu M. An integrated detection and location model for leakages in liquid pipelines // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. – Т. 175. – С. 852 – 867.
2. Апасов Р.Т. и др. Интегрированное моделирование-инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2018. – №. 12. – С. 46 – 49.
3. Велиев М.М., Иванов А.Н., Ахмадеев А.Г. и др. Проблемы расчетов промысловых систем сбора и транспорта добываемой продукции месторождений высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. 2021. – № 10. – С. 108 – 111.
4. Филиппов Е. В. и др. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли // Недропользование. 2020. – Т. 20. – №. 4. – С. 386 – 400.
5. Яночкин С. В., Рычков А. Ф. Интегрированное моделирование. Опыт реализации пилотных проектов // Нефть. Газ. Новации. 2018. – №. 12. – С. 29 – 30.

### ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВ БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛЫХ МИКРОСФЕР

Кулаков М.В.

Научный руководитель доцент К.М. Минаев

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

При бурении через пласты и пропластки с аномально низким давлением требуется особый подход к процессу. Снижение плотности применяемого бурового раствора во время прохождения данных интервалов позволяет избавиться от таких проблем, как:

- поглощения бурового раствора, вплоть до полной потери циркуляции;
- дифференциальный прихват буровой колонны [1,2];

- загрязнение или повреждение призабойной зоны продуктивного пласта, что впоследствии скажется на продуктивности скважины [1].

Появление этих проблем ведет к негативному результату – дополнительным затратам для ликвидации возможных инцидентов. Также, снижение плотности позволяет повысить скорость механической проходки и повышает эффективность и срок службы долота [1,3].

Для снижения плотности промывочной жидкости до 0,85 кг/м<sup>3</sup> (6,9 ррг) достаточно применения растворов на углеводородной или синтетической основе [3-5]. Несмотря на то, что такой раствор обеспечивает температурную стабильность, повышенную подвижность колонны и устойчивость ствола скважины, при его применении требуется высокий контроль за соблюдением экологических требований. В этом плане, жидкости на водной основе применять экологически безопаснее.

Дальнейшее снижение плотности промывочной жидкости (менее 6,9 ррг) возможно только с применением воздушной фазы: воздуха или газа, пены, тумана или аэрированных растворов [3-5]. Однако, при этом возникает большое число проблем. Кроме того, что бурение с применением газовой фазы увеличивает стоимость бурения из-за необходимости применения дополнительного специального оборудования и персонала [1,3], наличие газа в скважине повышает интенсивность коррозии и вызывает дополнительные вибрации буровой колонны, увеличивает вероятность возникновения пожаров и взрывов, повышает крутящий момент [1-4]. Также проблемой таких растворов является их сжимаемость, т. е. изменение плотности с глубиной скважины. В результате возникает сложность в прогнозировании реологических параметров раствора в скважине [1,3].

Альтернативой рассмотренным выше растворам для бурения на депрессии является применение полых микросфер. Добавление полых сфер в буровой раствор позволяет снизить плотность жидкости, при этом избавляя от недостатков применения газа и пен в качестве промывочной жидкости, сохраняет однофазность и позволяет более точно прогнозировать параметры раствора. Добавление микросфер формирует в буровом растворе полости, аналогичные обычным газовым пузырькам, которые не сжимаются и не растворяются при увеличении давления. Применение полых микросфер возможно в системах буровых растворов как на водной основе, так и на углеводородной.

Практика применения микросфер для буровых растворов описана для трех видов материалов: натрийборсиликатные (НБС), полимерные и алюмосиликатные. Основные их свойства представлены в таблице ниже.

Наиболее широко распространены и хорошо исследованы НБС микросферы. Они выпускаются отечественными и зарубежными производителями. Основными достоинствами данного вида микросфер является высокая прочность при сжатии и износоустойчивость [2]. Небольшие размеры микросфер позволяют применять их на оборудовании буровой установки без какой-либо дополнительной модернизации. Алюмосиликатные микросферы являются продуктом сжигания топлива ТЭС, в связи с чем их преимуществом является относительная дешевизна сырья [6].