

## ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПИЛЬТУНСКОМ УЧАСТКЕ ПИЛЬТУН-АСТОХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**А.В. Царенко**, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» (Южно-Сахалинск, РФ),  
Alexander.Tsarenko@sakhalinenergy.ru

**Р.Г. Гимранов**, «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

В статье смоделировано строительство добывающей скважины в условиях близко расположенных к ней скважин закачки бурового шлама. Модель разработана на примере Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения, где в первом квартале 2018 г. была запланирована к бурению добывающая скважина П-11.

Обоснована необходимость прогнозирования пластового давления, подробно изложена методика расчета пластового давления в зоне скважины на основе численных методов с применением программы Saphir. Расчет давления проводился в два этапа: создание и адаптация модели на исторические данные закачки; прогноз пластового давления в зоне бурения планируемой скважины П-11.

Приведены результаты измерений забойного и пластового давлений, обсуждена адаптация численной модели. Представлены результаты расчета давления в зоне бурения новой скважины и показаны варианты превышения давления с учетом наличия непроницаемых разломов. Сделан вывод о целесообразности применения рассмотренной методики для прогнозирования пластового давления при проектировании новых скважин в условиях больших неопределенностей. Новые данные замеров давления возможно интегрировать в построенную модель с целью ее дальнейшего использования как инструмента для прогноза.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, ПИЛЬТУН-АСТОХСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ.

Прогноз пластового давления выступает обязательным условием для безопасного строительства новой скважины, для чего проводится расчет текущего пластового давления в зоне предполагаемого пересечения скважины с каждым находящимся в разработке пластом. Методика расчета давления предполагает объединение различных источников доступных данных: замеров пластового давления пластоиспытателем, данных замеров датчиков забойного давления, данных интерпретации кривой восстановления давления (КВД) и кривой падения давления (КПД), а также результатов численного моделирования. Наличие этих данных, как правило, зависит от интенсивности разработки пласта и экономической обоснованности.

В условиях разработки месторождений на шельфе существует

необходимость бурения скважин для утилизации бурового шлама, сточных вод, а также излишков добываемой пластовой воды – CRI (cutting re-injection wells). Подобные скважины бурятся на верхние водоносные горизонты, характеризующиеся ограниченным количеством информации из-за отсутствия экономической целесообразности сбора данных. Это создает дополнительные трудности при прогнозировании профиля изменения пластового давления для таких пластов в зонах бурения новых скважин. В результате закачки отходов могут создаваться зоны повышенного (значительно выше гидростатического) пластового давления, которое может привести к выбросу при прохождении бурового долота через эти зоны.

Согласно технологической схеме разработки Пильтунского

участка Пильтун-Астохского месторождения в первом квартале 2018 г. была запланирована к бурению добывающая нефтяная скважина П-11, расположенная в непосредственной близости от скважин закачки бурового шлама.

Отдел разработки Пильтунского участка впервые столкнулся с подобным риском и технической дилеммой. Следует ли позволить CRI-скважинам выполнять обратную закачку бурового шлама во время бурения, но удлинить траекторию скважины П-11 с целью увеличения расстояния между скважинами? Это привело бы к росту стоимости строительства скважины, а также к уменьшению расчетной инкрементальной добычи нефти. Либо необходимо значительно увеличить бюджет строительства скважины П-11 из-за необходимости хранения и последующей транспортировки

**Tsarenko A.V.**, Sakhalin Energy Investment Company Ltd. (Yuzhno-Sakhalinsk, Russian Federation),

Alexander.Tsarenko@sakhalinenergy.ru

**Gimranov R.G.**, Sakhalin Energy Investment Company Ltd.

### Numerical simulation for determination of reservoir pressure on the Piltunsky section of the Piltun-Astokhscoe field

The article considers the simulation of the producing well construction in the conditions of close location to the wells for cutting injection. The model was developed on the example of the Piltun area of the Piltun-Astokhscoe field, where the P-11 production well was planned for drilling in the first quarter of 2018.

The necessity of predicting reservoir pressure is substantiated. The method for calculating reservoir pressure in the well zone based on numerical methods in the Saphir software is described in details. The pressure calculation was carried out in two stages: the creation and adaptation of the model to the historical data of injection; forecast of reservoir pressure in the drilling zone of the planned P-11 well.

The results of measurements of bottom hole and reservoir pressures are presented, and the adaptation of the numerical model is discussed. The results of pressure calculation in the zone of drilling a new well are presented, the variations for exceeding the pressure, taking into account the presence of impermeable faults, are shown.

It is concluded that the application the considered methodology for predicting reservoir pressure when designing new wells under conditions of high uncertainties is useful. New pressure measurements can be integrated into the constructed model for its further use as a forecasting tool.

**KEYWORDS:** RESERVOIR PRESSURE, WELL CONSTRUCTION, PILTUN-ASTOKHSCOE FIELD, NUMERICAL SIMULATION.

буровых отходов морским транспортом. В условиях Охотского моря стоимость такой транспортировки для полного цикла строительства скважины может превышать 0,5 млн долл.

#### ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ ТЕХНИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

На Пильтунской площади Пильтун-Астохского месторождения в настоящее время работают две скважины для утилизации бурового шлама, сточных вод, а также излишков добываемой пластовой воды. Скважина П-20БС2 проперфорирована в пласте XI\_shale, скважина П-7 – в пластах XIII–XIV и XVI–XVII. Вместе с тем процесс отбивки забоя скважины показал, что закачка ведется по большей части в верхний пласт XIII–XIV. Тем не менее при проектировании строительства новой скважины существует необходимость прогнозирования порового давления в обоих пластах. Знание порового давления необходимо инженерам по бурению для правильного подбора плотности бурового раствора, чтобы исключить возможность как потерь бурового раствора в пласт, так и выброса пластового флюида при прохождении бурового долота через эти зоны.

Таблица 1. Диапазоны рассчитанного пластового давления для пластов XI–XII, XIII–XIV и XVI–XVII в зоне скважины П-11

Table 1. Calculated reservoir pressure ranges for the XI–XII, XIII–XIV and XVI–XVII reservoirs in the area of the P-11 well

Пласт Reservoir	Превышение текущего пластового давления над гидростатическим, МПа Excess of the current reservoir pressure over hydrostatic one, MPa				
	Абсолютный минимум Absolute minimum	Минимум Minimum	Базовый Basic	Максимум Maximum	Абсолютный максимум Absolute maximum
XI–XII	0	0	1,01	1,31	36,0
XIII–XIV	0	0	4,40	7,50	35,0
XVI–XVII	0	0	0,19	0,38	35,0

Расстояние от скважины П-11 до П-7 составляет около 1000 м для пласта XIII–XIV и от П-11 до П-20БС2 – 1700 м для пласта XI–XII.

Согласно стандартам компании Shell по прогнозированию пластового давления [1] и процедуре «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» по прогнозированию порового (пластового) давления [2] был осуществлен соответствующий расчет для планируемой скважины П-11. Диапазоны рассчитанного пластового давления для пластов XI–XII, XIII–XIV и XVI–XVII представлены в табл. 1.

Максимальное значение разницы давлений для пласта XIII–XIV составляет 7,5 МПа (см. табл. 1)

и соответствует плотности бурового раствора, при которой существует опасность превышения градиента разрыва пласта с последующей потерей раствора в пласт. В данной ситуации возникает необходимость закрытия скважины П-7, которая осуществляет нагнетание в данный пласт, перед бурением П-11 на срок до 4 нед. Скважина П-20БС2 будет осуществлять утилизацию бурового шлама во время бурения. Таким образом, исчезает возможность утилизации пластовой воды в случае, если у какой-либо из скважин начнет расти обводненность или произойдет прорыв нагнетаемой воды.

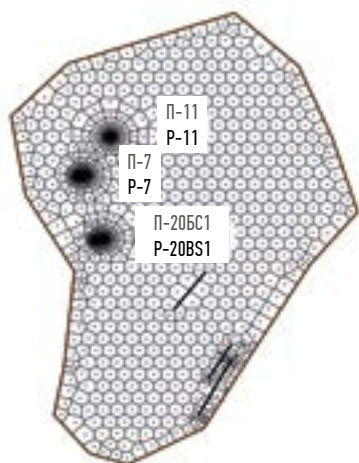


Рис. 1. Пример двумерной дискретной сетки пласта XIII–XIV; создано в программе Saphir [3]  
Fig. 1. Example of the two-dimensional discrete network of the XIII–XIV reservoir; created in the Saphir software [3]

Среди возможных решений проблемы: удлинение траектории скважины П-11 с целью увеличения расстояния между скважинами; увеличение бюджета строительства скважины из-за необходимости хранения и утилизации пластовой воды морским транспортом. Альтернативным решением выступает более детальная техническая оценка порового давления в зоне бурения скважины П-11 с использованием численных расчетов.

#### МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Базовое значение давления для пласта XIII–XIV (см. табл. 1) получено по результатам интерпретации КВД для скважины П-7, а максимальное – путем перерасчета забойного давления из устьевого, предполагая гидравлический столб воды в скважине в статическом состоянии. Оба значения показывают среднее пластовое давление в пределах радиуса эксплуатации нагнетательной скважины П-7. Для определения давления в зоне планируемой скважины П-11 необходимо использование программного пакета для численного моделирования на дискретной модели, например Saphir [3]. Основные преимущества его использования следующие: возможность создания дискретной модели для

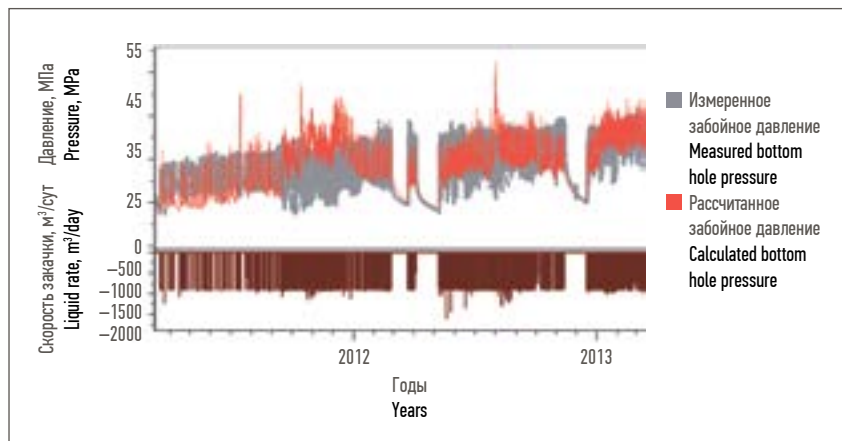


Рис. 2. Сопоставление измеренных и рассчитанных забойных давлений скважины П-20BS1 за время нагнетания в пласт XIII–XIV  
Fig. 2. Comparison of measured and calculated bottom hole pressures of the P-20BS1 well during injection into the XIII–XIV reservoir

численных расчетов изменения динамики пластового давления; возможность интерпретации КВД и КПД скважин с целью определения скин-фактора, пластового давления, полудлины трещины гидроразрыва пласта (ГРП), проницаемости (данные параметры затем используются для прогнозирования пластового давления с применением численной модели).

Расчет давления происходил в два этапа: создание и адаптация модели на исторические данные закачки; прогноз пластового давления в зоне бурения планируемой скважины П-11.

Первый этап предполагает создание двумерной сетки путем оцифровки структурной поверхности пласта, скважин, непроницаемых экранов и дискретизации модели. Границы пласта определялись по результатам оцифровки структурной карты, а также консультации со специалистами по геологии. Помимо этого, данный этап включал в себя определение статических свойств модели: нефтенасыщенной толщины пласта, пористости, начального давления, PVT-свойств нефти.

Пример двумерной сетки Вороного, используемой для расчетов, представлен на рис. 1. Дискретизация сетки осуществлялась автоматически с прогрессивным измельчением вокруг эксплуата-

ционных скважин. Точки пересечения пласта XIII–XIV с участвующими в расчете скважинами отмечены на рис. 1.

При завершении данного этапа обязательным шагом выступает адаптация модели на существующие данные закачки и замеров забойного и пластового давлений. Скважина П-7 была пробурена в конце 2013 г. с замером порового давления прибором Stethoscope в пласте XIII–XIV. При данном замере превышение давления над гидростатическим составило 0,82 МПа по результатам закачки в скважину П-20BS1 в данный пласт в период с июля 2009 г. по апрель 2014 г. Для адаптации замеренного значения в программу Saphir была загружена история закачки и данные замеров забойного давления для скважины П-20BS1, после чего был рассчитан Test Design для определения давления в зоне бурения скважины П-7 [4].

На рис. 2 представлено соответствие динамики измеренного забойного давления с рассчитанной математической моделью для скважины П-20BS1. Основными параметрами для адаптации модели стали направление и полудлина трещины ГРП. Поглощающие скважины ведут закачку при давлении, превышающем давление ГРП. Соответствие изме-

ренных данных с рассчитанными признано удовлетворительным.

Полученные параметры (направление и полудлина трещины ГРП) затем учтены в эксперименте Test Design для определения порового давления в зоне бурения скважины П-7. В данном эксперименте в качестве основного неопределенного параметра, применяемого для адаптации, использовано произведение проницаемости на эффективную толщину пласта:  $kh$ . Расчет проводился на дискретной сетке. Как отмечалось выше, измеренное значение превышения пластового давления над гидростатическим составило 0,82 МПа, что и было достигнуто по результатам адаптации. Динамика изменения порового давления в зоне скважины П-7 показана на рис. 3.

Пробуренная скважина П-7 проперфорирована в пластах XIII–XIV и XVI–XVII, в то время как скважина П-20БС1 изолирована из-за возникших осложнений. Вместо нее пробурен боковой ствол П-20БС2, проперфорированный в пласте XI\_shale. Адаптация модели на замеры забойного давления скважины П-7 по результатам закачки в период с 2014 по 2017 г. может также считаться удовлетворительной (рис. 4).

Второй этап предполагает расчет давления в зоне бурения планируемой скважины П-11. Объемы закачки в пласт XIII–XIV были заданы с помощью экстраполяции исторической закачки по скважине П-7 в данный пласт. Далее был рассчитан Test Design для определения пластового давления в зоне скважины П-11 с учетом параметров, ранее полученных по адаптации ( $kh$ , направление и полудлина трещины ГРП скважин П-20БС1 и П-7). В результате расчета превышение давления над гидростатическим составило 2,4 МПа (рис. 5).

Значение 2,4 МПа было принято как базовое для превышения давления над гидростатическим. Но процедура [2] предполагает также расчет максимального давления – более консервативной опции.

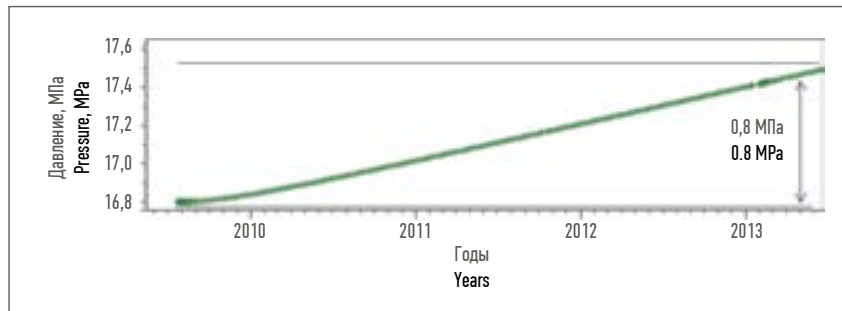


Рис. 3. Адаптация превышения гидростатического давления на 0,8 МПа в зоне скважины П-7 по результатам закачки по скважине П-20БС1 в пласт XIII–XIV  
Fig. 3. Adaptation of the excess of hydrostatic pressure on 0.8 MPa in the area of the P-7 well according to the results of injection in the reservoir XIII–XIV by the P-20BS1 well

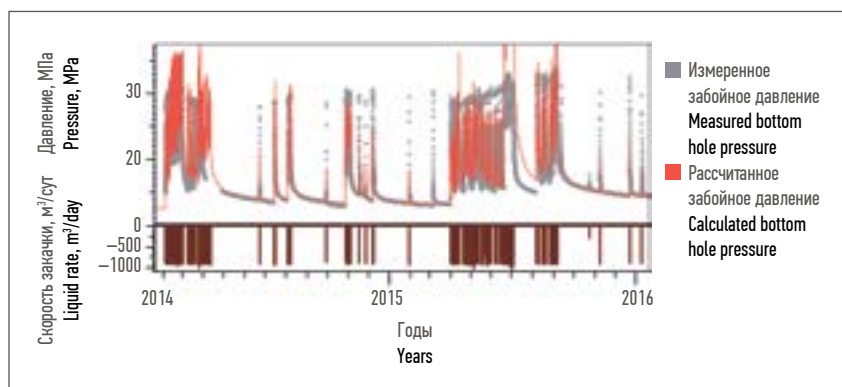


Рис. 4. Сопоставление измеренных и рассчитанных забойных давлений скважины П-7 за время нагнетания в пласт XIII–XIV  
Fig. 4. Comparison of measured and calculated bottomhole pressures of the P-7 well during injection into the XIII–XIV reservoir

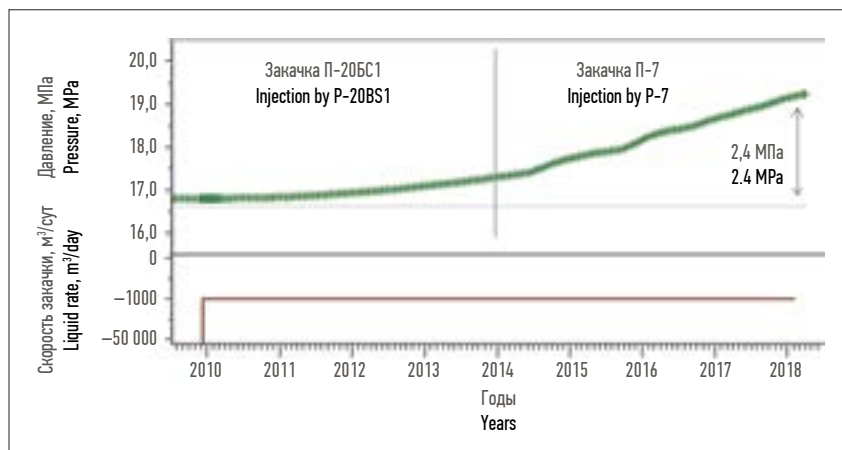


Рис. 5. Прогноз пластового давления в зоне бурения планируемой скважины П-7 для пласта XIII–XIV  
Fig. 5. Forecast of reservoir pressure in the drilling zone of the planned P-7 well for the XIII–XIV reservoir

Для этой цели были рассчитаны несколько вариантов, предполагающих наличие непроницаемых разломов за скважиной П-11, которые потенциально могут препятствовать распространению давле-

ния в пласте. В результате может возникать замкнутая или частично замкнутая зона с псевдостационарным режимом нагнетания, размеры которой не превышают нескольких ячеек гидродинамиче-

Таблица 2. Диапазоны рассчитанного пластового давления для пласта XIII–XIV по результатам численного моделирования в программе Saphir  
Table 2. Calculated reservoir pressure ranges for the XIII–XIV reservoir according to the results of numerical simulation in the Saphir software

Пласт Reservoir	Превышение давления (разность текущего пластового и начального гидростатического давления), МПа Excess pressure (difference between the current reservoir and initial hydrostatic pressure), MPa				
	Абсолютный минимум Absolute minimum	Минимум Minimum	Базовый Basic	Максимум Maximum	Абсолютный максимум Absolute maximum
XIII–XIV	0	0	2,4	5,1	35,0

Таблица 3. Сравнение расчетных параметров превышения давления с измеренными прибором Stethoscope после бурения скважины П-11  
Table 3. Comparison of the calculated parameters of excess pressure with the measured by Stethoscope device after drilling the P-11 well

Пласт Reservoir	Превышение давления (разность текущего пластового и начального гидростатического давления), МПа Excess pressure (difference between the current reservoir and initial hydrostatic pressure), MPa					
	Расчетные значения Calculated values					Измеренное значение Measured value
	Абсолютный минимум Absolute minimum	Минимум Minimum	Базовый Basic	Максимум Maximum	Абсолютный максимум Absolute maximum	
XIII–XIV	0	0	2,40	5,10	35,0	2,80
XVI–XVII	0	0	0,19	0,38	35,0	–

ской модели. При этом основное влияние на превышение давления над гидростатическим оказывают не столько фильтрационные свойства коллектора, сколько объем данной зоны.

Аналитический Test Design пластового давления для замкнутой системы в районе скважины П-11 показал превышение в 5,1 МПа. Это значение было принято в качестве максимального порового давлени-

я в зоне бурения скважины П-11 для пласта XIII–XIV (табл. 2). Значение плотности бурового раствора при данном пластовом давлении попадает в пределы допустимых технологических расчетов. Таким образом, закачка пластовой воды по скважине П-7 в случае непредвиденного роста обводненности какой-либо из скважин не должна повлиять на процесс бурения.

В процессе бурения скважины П-7 был произведен замер пластового давления в пласте XIII–XIV прибором Stethoscope. Сравнение расчетных параметров с измеренными представлено в табл. 3. Разница между базовым и измеренным значениями для пласта XIII–XIV составила 14 %, что говорит о целесообразности применения данной методики для прогнозирования пластового давления при проектировании новых скважин.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Прогнозирование пластового давления при бурении новых скважин – один из ключевых этапов проектирования строительства новой скважины. Данная работа требует оценки и одобрения экспертов. Добыча углеводородов в условиях шельфа делает этот процесс еще более весомым и ответственным. Вместе с тем чрезмерный консерватизм в оценке давления может вести к существенному удорожанию конечного продукта. Объединение и использование всех возможных способов и технологий по сокращению неопределенностей позволяет добиться большей точности и безопасности процесса.

Применение данной методики для прогнозирования пластового давления в условиях больших неопределенностей целесообразно. Новые данные замеров давления будут интегрироваться в построенную модель с целью ее дальнейшего использования как инструмента для прогноза. ■

### ЛИТЕРАТУРА

1. Pore Pressure Prediction Guidelines for Development Wells, Appraisal Wells and Well Entries/Abandonment. Rijswijk: Shell Global Solutions International B.V., 2014. 35 p.
2. SEIC. Pore Pressure, Fracture Gradient and Borehole Stability Prediction Procedure. Yuzhno-Sakhalinsk: Sakhalin Energy Investment Company Ltd., 2017. 19 p.
3. Saphir NL – Pressure Transient Analysis [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.kappaeng.com/software/saphir> (дата обращения: 29.11.2018).
4. Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P. Pressure Transient Testing. SPE Textbook Series. 2003. Vol. 9. 358 p.

### REFERENCES

1. Pore Pressure Prediction Guidelines for Development Wells, Appraisal Wells and Well Entries/Abandonment. Rijswijk, Shell Global Solutions International B.V., 2014. 35 p.
2. SEIC. Pore Pressure, Fracture Gradient and Borehole Stability Prediction Procedure. Yuzhno-Sakhalinsk, Sakhalin Energy Investment Company Ltd., 2017. 19 p.
3. Saphir NL – Pressure Transient Analysis [Electronic source]. Access mode: <https://www.kappaeng.com/software/saphir> (access date: November 29, 2018).
4. Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P. Pressure Transient Testing. SPE Textbook Series, 2003, Vol. 9, 358 p.