

## Особенности программы исследований морских месторождений на примере Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения проекта «Сахалин-2»

А.В. Марченко\*, А.В. Моисеенков, А.М. Парфенов, А.В. Хабаров

ООО «Сахалинская Энергия», г. Южно-Сахалинск, Россия

E-mail: \*Alexey.Marchenko@sakhalin2.ru

**Аннотация.** Данная работа посвящена описанию особенностей программы исследований морских месторождений в разрезе сопоставления с месторождением-аналогом на суше. Результаты работы основаны на опыте реализации системы контроля за разработкой месторождения и проведения программы геолого-технических мероприятий, применяемой на Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении проекта «Сахалин-2». В работе приводится общее описание системы контроля за разработкой и текущее представление о программе исследований и сбора данных Пильтун-Астохского месторождения. В дополнение описаны особенности планирования программы исследований и анализа состояния объектов, отмечена важность интегрированного анализа данных.

**Ключевые слова:** контроль за разработкой, морские месторождения углеводородов, программа исследований, проект «Сахалин-2».

**Для цитирования:** Марченко А.В., Моисеенков А.В., Парфенов А.М., Хабаров А.В. Особенности программы исследований морских месторождений на примере Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения проекта «Сахалин-2» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 216–226. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art15>

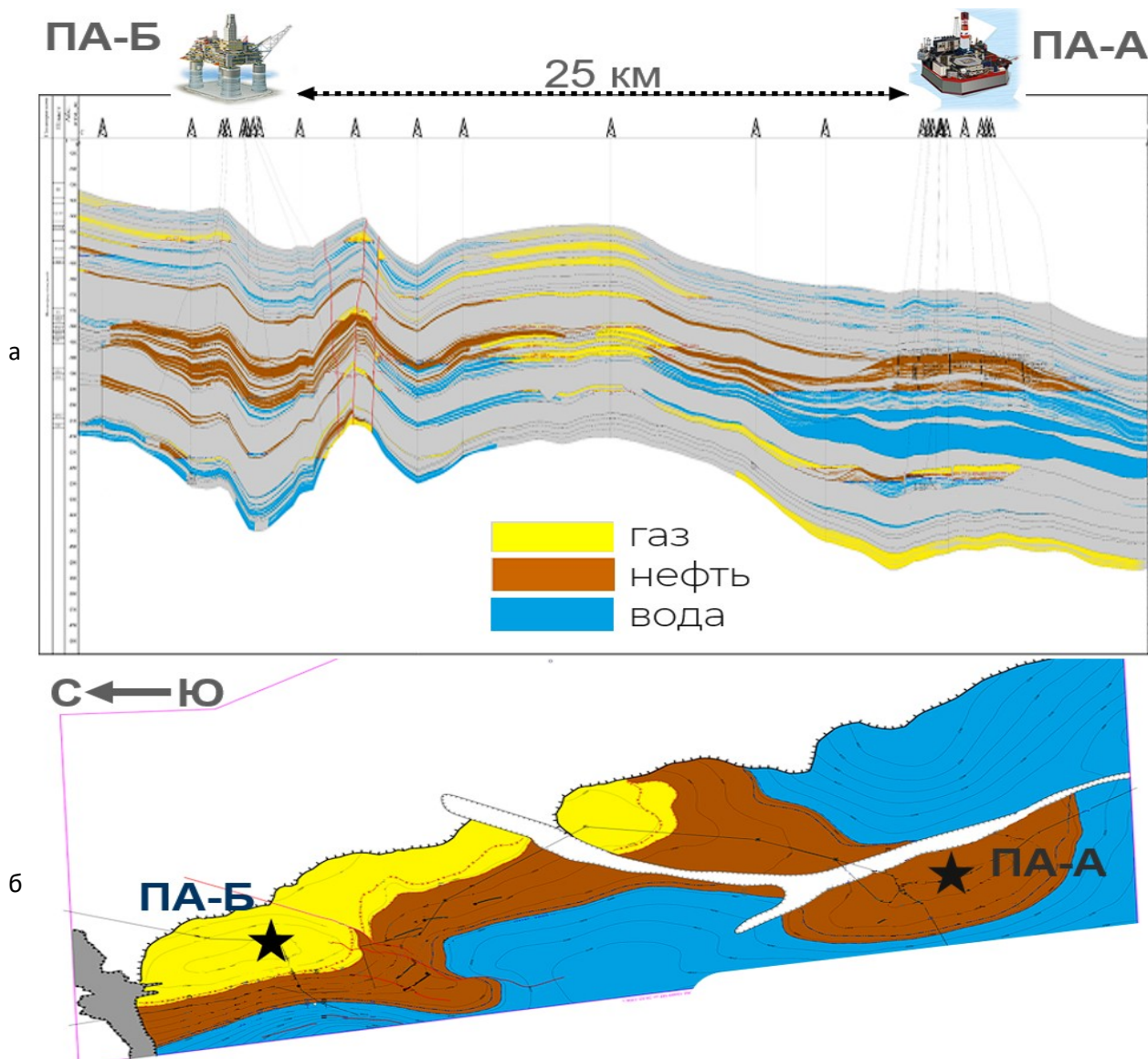
### Введение

Общество с ограниченной ответственностью «Сахалинская Энергия» (Общество) является оператором проекта «Сахалин-2» и ведет разработку Пильтун-Астохского и Лунского шельфовых месторождений. В задачи Общества входят разработка, добыча, подготовка к дальнейшей транспортировке и маркетинг нефти, газового конденсата и сжиженного природного газа.

В статье идет речь о Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении, разработка которого ведется в соответствии с утвержденным проектом, включающим в себя принципиальные решения по режиму эксплуатации пластов, расположению добывающих и нагнетатель-

ных скважин, ожидаемые коэффициенты извлечения углеводородов и т. д.

Пильтун-Астохское месторождение открыто в 1986 г., южная часть месторождения (Астохский участок) введена в эксплуатацию в 1999 г. с установкой морской стационарной платформы «Пильтун-Астохская-А» (ПА-А), северная часть месторождения (Пильтунский участок) введена в эксплуатацию в 2008 г. с установкой морской стационарной платформы «Пильтун-Астохская-Б» (ПА-Б). Данное месторождение относится к крупным по категории запасов и очень сложным по геологическому строению. На рис. 1 представлено схематическое описание месторождения, показано размещение морских платформ.



**Рис. 1.** Общая информация о Пильтун-Астохском месторождении:  
а – геологический разрез; б – фрагмент структурной карты

Реализация системы разработки данного месторождения с морских платформ выявила следующие особенности по сравнению с его аналогом на суше:

- малая плотность сетки скважин, связанная с ограниченным количеством буровых окон на платформе;
- необходимость объединения залежей/пластов в более укрупненные эксплуатационные объекты (ЭО);
- высокие капитальные и операционные затраты на скважину;
- высокие требования к продуктивности скважин для обеспечения их рентабельности;
- ввиду требований по обеспечению рентабельности разработки ЭО использование сложных элементов конструкции и заканчивания скважин, которые увеличивают риски проведения внутрискважинных исследований;

– сложные геометрии и траектории скважин для обеспечения охвата дренирования большой площади с морской платформы;

– технические, временные или логистические ограничения по возможности проведения внутрискважинных работ. В частности, ограничения по одновременному выполнению внутрискважинных работ с работами по строительству скважин и ограничения по количеству персонала на морской платформе;

– высокие требования к обеспечению целостности скважины;

– взаимное влияние эксплуатации объектов разработки и платформ проекта «Сахалин-2», ввиду интегрированной производственной инфраструктуры;

Особенности реализации системы разработки непосредственно повлияли на программу исследований, поскольку она является подзадачей системы контроля за разработкой, которая, в свою очередь, происходит от общей задачи разработки месторождения. Необходимо отметить важность обеспечения эффективной программы исследований, так как ее результаты и полученная новая информация о состоянии объекта могут оказать воздействие на систему контроля за разработкой и, как следствие, – на план разработки месторождения.

### **Основная часть**

Эффективность разработки месторождения и реализации проектных решений зависит от эффективности системы контроля за разработкой [1]. На Пильтун-Астохском месторождении внедрен структурированный комплексный подход по решению данной задачи с учетом специфики офшорных

месторождений и бизнес-циклов Общества. Внедренная в Обществе методика согласована с лучшими отечественными [2] и международными практиками [3–7]. При этом предложенный подход в целом или его отдельные элементы могут быть адаптированы на предприятиях со схожими условиями.

Одной из базовых предпосылок системы контроля за разработкой является интегральное рассмотрение системы объектов «пласт – скважина – поверхностное оборудование». С одной стороны, оно требует кросс-дисциплинарного подхода, вовлеченности смежных дисциплин при решении задач, но при этом повышает эффективность системы контроля за разработкой в целом. Ключевыми процессами системы контроля за разработкой Пильтун-Астохского месторождения являются:

- 1) контроль целостности скважин,
- 2) анализ состояния объектов,
- 3) планирование и прогнозирование добычи и закачки,
- 4) проектирование и выполнение программы геолого-технических мероприятий (ГТМ),
- 5) выполнение комплекса промысловых исследований.

Данная система итеративна и предусматривает некоторую цикличность в течение года. При этом первый год является условно подготовительным, а в течение второго года происходит реализация программы ГТМ. В дополнение также существует более частая цикличность процессов на квартальном, месячном и дневном уровнях. В целом все указанные процессы взаимосвязаны, согласованы и дополняют друг друга, общая схема их взаимосвязи представлена на рис. 2.

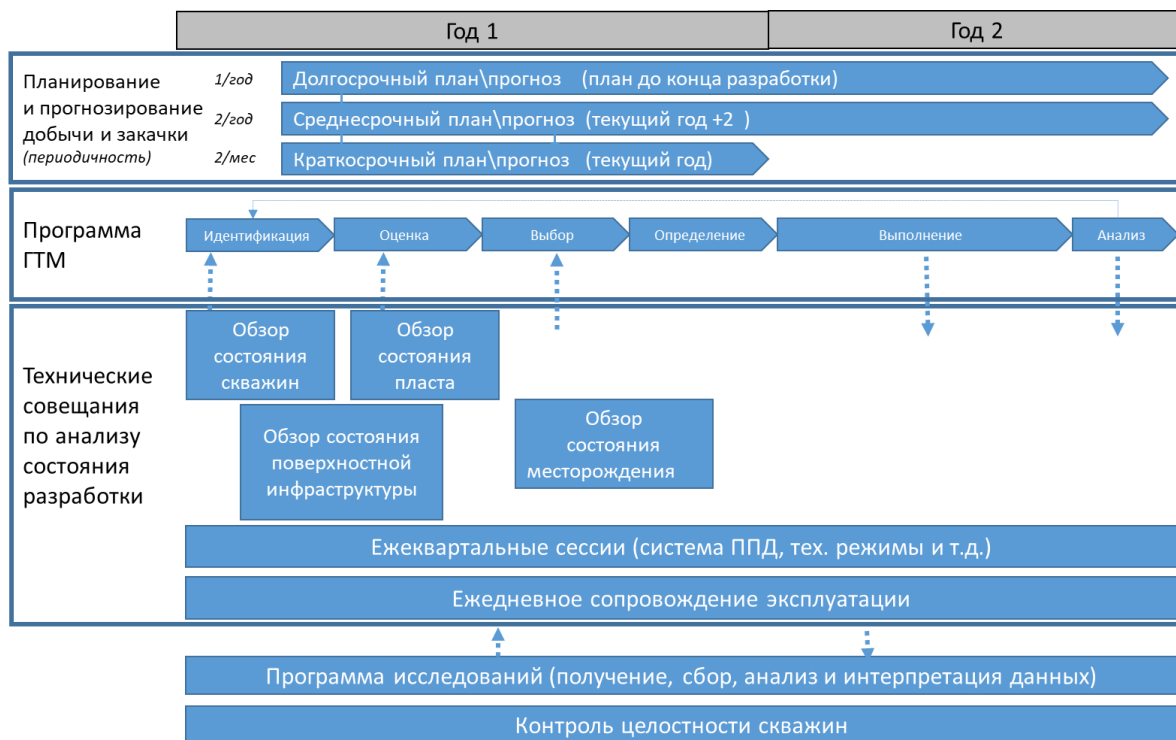


Рис. 2. Система контроля за разработкой Пильтун-Астохского месторождения

Программа исследований является ключевым звеном в системе контроля за разработкой, так как непосредственно влияет на принимаемые решения о дальнейшей оптимизации разработки месторождения. Цикл внедрения изменений по оптимизации начинается со сбора данных о состоянии элемента системы «пласт – скважина – поверхностное оборудование» и последующей

интерпретации. Посредством новых данных и цифровой модели формируется улучшенное понимание о состоянии объекта, которое в свою очередь используется для оценки эффективности принятых решений и их оптимизации. В зависимости от существующих задач или актуальных неопределенностей формируется новая программа исследований. Данный цикл схематически отображает рис. 3.

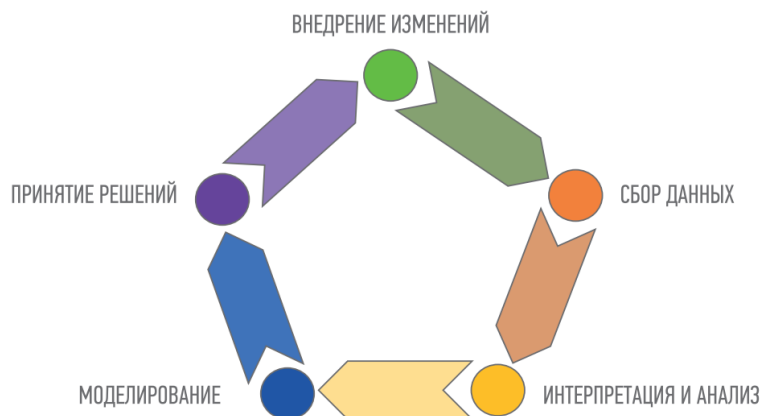


Рис. 3. Цикл программы исследований

Программа исследований Пильтун-Астохского месторождения условно может быть разделена на категории по уровню частоты сбора данных и отражает условный

уровень сбора информации: скважины, разреза и всего месторождения в целом. Данное разделение схематично отображено на рис. 4.

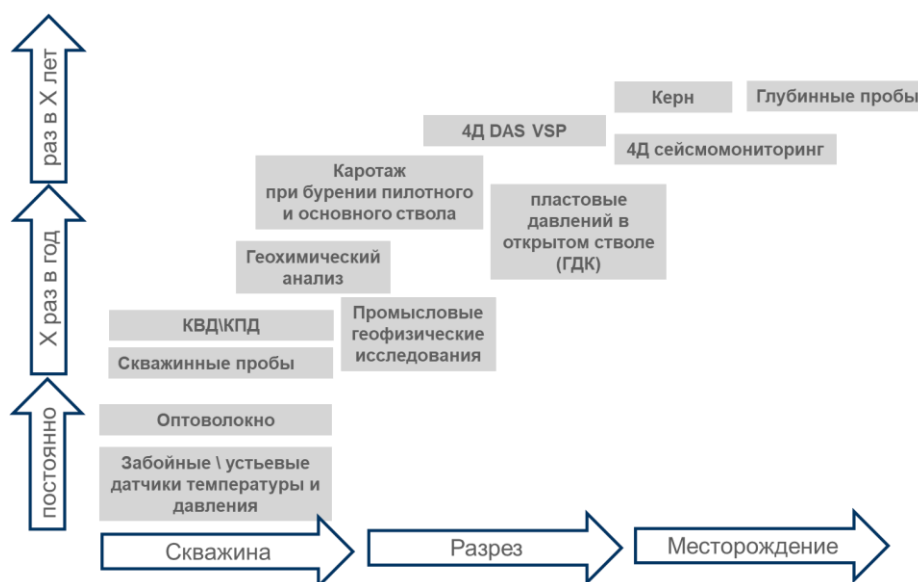


Рис. 4. Программа исследований Пильтун-Астохского месторождения

Уровень скважины включает данные постоянно работающих устьевых и забойных датчиков давления и температуры, а также показания оптоволоконной системы, позволяющей получить информацию о профиле температуры вдоль ствола скважины. С меньшей частотой (от нескольких раз в неделю до одного раза в несколько месяцев) предусмотрено получение информации о дебите, газовом факторе и обводненности из конкретной скважины за мерами тестового сепаратора, отбором проб флюида для физико-химического анализа и гидродинамические исследования.

На уровне разреза месторождения предусмотрен комплекс геофизических исследований как в существующих скважинах, так и при бурении новых скважин. При этом программа бурения предусматривает замер пластовых давлений в открытом стволе (гидродинамический

каротаж – ГДК). Данный подход позволяет увеличить объем информации при существующих ограничениях в возможном объеме выполнения промысловых геофизических исследований с учетом одной буровой на платформе. В дополнение к исследованиям на уровне разреза месторождения условно относится геохимический анализ нефти, позволяющий определять профили притока в многопластовой скважине [8].

Для получения данных о состоянии всего месторождения проводятся 4D-сейсмомониторинг, а также отбор и анализ глубинных проб и керна. Для данных исследований характерна частота – один раз в несколько лет, что позволяет сформировать общее представление о строении залежи, фильтрационно-емкостных свойствах, флюиде, а также отследить динамические изменения по всей площади разработки.

Одной из особенностей программы исследований является необходимость интегрированного планирования и подготовки ресурсов, бюджета и логистики для обеспечения эффективного проведения работ. Данная особенность связана с наличием одной буровой на платформе (ограничением по одновременному бурению и проведению ГТМ), ограничением количества персонала на платформе, более высокой стоимостью работ относительно схожего объема работ на суше, бóльшим вкладом отдельной скважины в общую добычу, климатическими и географическими условиями, а также взаимовлиянием эксплуатации объектов проекта. Для решения задачи интегрированного планирования процесс подготовки и выполнения программы исследований включает кросс-дисциплинарное и кросс-функциональное взаимодействие наряду с проектным подходом по реализации программы. Кроме того, процесс подготовки программы исследований в условиях описанных ограничений требует ранжирования элементов программы исследования согласно актуальным приоритетам системы контроля за разработкой. Так, например, в случае возникновения проблем с целостностью скважин приоритет будет отдан корректирующим работам по восстановлению

целостности, а не промысловым геофизическим исследованиям, уточняющим профиль насыщенности.

Технические ограничения реализуемых решений по разработке Пильтун-Астохского месторождения создают вопросы о рациональности проведения определенных исследований. В этом случае под рациональностью подразумевается, что ценность полученных данных в результате проведения исследования значительно выше потенциального ущерба от последнего. Например, для скважин со сложным закачиванием, сложной траекторией и (или) большим отходом от вертикали существуют операционные риски потери скважины при проведении промысловых геофизических исследований. Для решения дилеммы в процессе подготовки программы исследований применяется подход, предусматривающий оценку ценности полученной информации с помощью дерева решений. Суть метода предполагает анализ влияния новой информации на последующие решения и их практическую значимость. На рис. 5 представлено упрощенное дерево решений задачи по оценке ценности информации, потенциально полученной после отбора керна на одном из пластов Пильтун-Астохского месторождения.

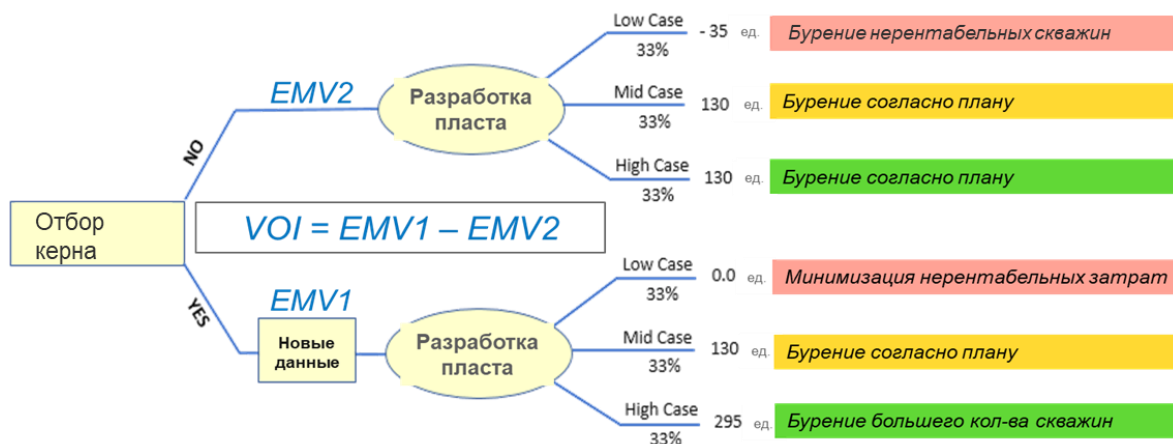


Рис. 5. Пример дерева решений по отбору керна

Дерево решений включает оценку того, как программа эксплуатационного бурения изменится с учетом новой информации, полученной при отборе и анализе керна. Расчеты на модели и анализ неопределенностей показал, что в случае снижения неопределенностей по петрофизической модели возникает возможность избежать нерентабельных затрат при бурении согласно плану, в случае реализации консервативной оценки – наоборот: заранее учесть оптимистическую оценку в сетке скважин и повысить эффективность разработки залежи. Взвешенная по вероятности разница чисто дисконтированного дохода (EMV – Expected Monetary Value или ожидаемый денежный результат) между двумя ветками решений является оценкой ценности информации (VOI – value of information) программы по отбору керна.

Существующие ограничения при разработке морского месторождения приводят к отсутствию технической возможности выполнения некоторого типа исследований, доступных для месторождений на суше. Например, ограничение по буровым окнам на платформе приводит к необходимости сокращения количества или к отказу от наблюдательных и пьезометрических скважин. Для решения подобных проблем программа исследований Пилтун-Астохского месторождения включает комплекс исследований и анализа данных, позволяющий компенсировать пробел информации. Так, внедрение и развитие технологии 4D-сейсмомониторинга позволяет оценить изменение фронта

насыщенности в процессе эксплуатации по всему объему залежи без плотной сетки наблюдательных скважин. Кроме того, применение расширенного комплекса геофизических исследований в открытом стволе при бурении, в случае прохождения траектории через эксплуатируемый объект, позволяет получить более полную информацию об изменении динамики насыщенности и давлении объекта в процессе разработки при ограниченном объеме промысловых геофизических исследований. Обязательным условием эффективного внедрения компенсирующих мероприятий является интегрированный анализ данных и кросс-дисциплинарный подход с общей вовлеченностью смежных дисциплин при интерпретации данных.

Для обеспечения эффективности контроля за разработкой с течением времени также необходимо последовательное развитие внедряемых технологий по исследованию месторождения с учетом актуальных задач по разработке. Как результат, программа исследований и применяемые технологии развиваются по мере получения опыта в процессе разработки месторождения. Так, с учетом ограничений на буровой на начальных этапах разработки месторождения стал применяться комплекс геофизических исследований в процессе бурения для оптимизации времени получения информации. Для снижения геологических неопределенностей комплекс исследований во время бурения был расширен ГДК и широкополосным акустическим каротажем (АКШ), также был применен ядерно-магнитный каротаж (ЯМК).



В наиболее активной фазе доизучения месторождения в процессе разработки использовались приборы диэлектрического каротажа и опробователь пластов на кабеле (ОПК) – MDT «Saturn» для низкопроницаемого коллектора, что дало углубленное понимание коллекторских свойств месторождения.

В дальнейшем, при переходе месторождения на более зрелую стадию разработки, для решения задач по контролю насыщенности, профиля притока и положению трещины нагнетательных скважин были внедрены такие приборы, как импульсный нейтронный гамма

спектрометрический каротаж (ИНГКС или СО-каротаж) PNX и RST, каротаж профиля и состава притока FSI и стационарные температурные измерения (DTS – Distributed Temperature Sensing). Отдельно хотелось бы отметить опыт внедрения и развития технологии 4D-сейсмомониторинга на протяжении всей истории разработки месторождения. Дальнейшим развитием данного направления стало внедрение технологии использования оптико-волоконных систем в скважинах (DAS – Distributed Acoustic Sensing) при проведении скважинных сейсмических наблюдений (DAS VSP) [9–11], см. рис. 6.



Рис. 6. Развитие методики контроля за разработкой месторождения и скважин проекта «Сахалин-2»

**Заключение**

В силу особенностей разработки месторождений на шельфе, таких как малая плотность сетки скважин; высокие капитальные и операционные затраты; сложные траектории и конструкции скважин; логистические ограничения; ограничения по количеству персонала на морской платформе; высокие требования

к обеспечению целостности скважины; наличие одного бурового станка на платформе; влияние интегрированной системы эксплуатации объектов, системы сбора и подготовки углеводородов и многих других ограничений, требуется применение неординарных подходов при планировании и подборе методов и методик контроля за разработкой.



В ООО «Сахалинская Энергия» реализовано комплексное планирование и реализация программы исследований, а также интегрированный анализ данных на базе новейших технологий, что позволяет снизить геологические и технические неопределенности, оперативно

реагировать на возникающие вызовы в динамично меняющихся условиях морской добычи, чем, в свою очередь, и достигается эффективность реализации проектных решений по разработке Пильтун-Астохского месторождения.

### Литература

1. *Yambayev M.F., Foreste K., Jones M.K. et al.* Significant production improvement through effective well and reservoir management on Sakhalin Energy's Astokh Area // SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 18–20 October 2011. Paper SPE-149724-MS. <https://doi.org/10.2118/149724-MS>
2. *Грайфер В.И., Галустьянц В.А., Виницкий М.М., Шейнбаум В.С.* Управление разработкой нефтяных и газовых месторождений. Инновационная деятельность: Учеб. пособие для вузов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. 299 с.
3. *Satter A., Varnon J.E., Hoang M.T.* Integrated reservoir management // Journal of Petroleum Technology. 1994. Vol. 46, No. 12. P. 1057–1064. <https://doi.org/10.2118/22350-PA>
4. *Wiggins M.L., Startzman R.A.* An approach to reservoir management // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 23–26 September 1990. Paper SPE-20747-MS. <https://doi.org/10.2118/20747-MS>
5. *Thakur G.C.* Implementation of a reservoir management program // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 23–26 September 1990. Paper SPE-20748-MS. <https://doi.org/10.2118/20748-MS>
6. *Raza S.H.* Data acquisition and analysis for efficient reservoir management // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 23–26 September 1990. Paper SPE-20749-MS. <https://doi.org/10.2118/20749-MS>
7. *Vliet J.P., Male P.T.* Well, reservoir and facility management – Process, practice and impact // SPE Europec featured at 79<sup>th</sup> EAGE Conference and Exhibition, Paris, France, 12–15 June 2017. Paper SPE-185880-MS. <https://doi.org/10.2118/185880-MS>
8. *Pavlov D., Vasiliev A.* Oil fingerprinting technology for well and reservoir management // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187781-MS. <https://doi.org/10.2118/187781-MS>
9. *Дашков Р.Ю., Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г.* и др. Эффективный визуальный менеджмент и цифровизация как элементы современной системы разработки шельфовых месторождений // Газовая промышленность. 2022. № 10(839). С. 16–22.
10. *Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г., Хабаров А.В.* и др. Примеры комплексного моделирования для решения различных задач в области геологии и разработки шельфовых месторождений // Газовая промышленность. 2022. № 11(840). С. 14–23.
11. *Дашков Р.Ю., Гафаров Т.Н., Сингуров А.А.* и др. Особенности контроля разработки месторождений с морских платформ // Газовая промышленность. 2022. № 7(835). С. 28–38.

## Specifics of the research program for offshore fields: The case of the Piltun-Astokh oil and gas condensate field of the Sakhalin II project

**A.V. Marchenko\***, **A.V. Moiseenkov**, **A.M. Parfenov**, **A.V. Khabarov**  
Sakhalin Energy LLC, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia  
E-mail: \*Alexey.Marchenko@sakhalin2.ru

**Abstract.** This paper describes some features of data gathering program for offshore field with comparison to onshore field-analogue. The findings are based on well and reservoir management experience that was gained during the Piltun-Astokh field development operated under the Sakhalin II project. The paper describes general elements of well and reservoir management system and current snapshot of data gathering and research activities on the Piltun-Astokh offshore field. Additionally, data gathering and analysis life cycle is described, and the importance of integrated data analysis is noted.

**Keywords:** well and reservoir management, offshore hydrocarbon fields, research program, Sakhalin II project.

**Citation:** *Marchenko A.V., Moiseenkov A.V., Parfenov A.M., Khabarov A.V.* Specifics of the research program for offshore fields: The case of the Piltun-Astokh oil and gas condensate field of the Sakhalin II project // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 216–226. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art15> (In Russ.).

### References

1. *Yambayev M.F., Foreste K., Jones M.K.* et al. Significant production improvement through effective well and reservoir management on Sakhalin Energy's Astokh Area // SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 18–20 October 2011. Paper SPE-149724-MS. <https://doi.org/10.2118/149724-MS>
2. *Grayfer V.I., Galustyants V.A., Vinitzky M.M., Sheinbaum V.S.* Management of oil and gas field development. Innovation activity: Textbook for universities. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2008. 299 p. (In Russ.).
3. *Satter A., Varnon J.E., Hoang M.T.* Integrated reservoir management // Journal of Petroleum Technology. 1994. Vol. 46, No. 12. P. 1057–1064. <https://doi.org/10.2118/22350-PA>
4. *Wiggins M.L., Startzman R.A.* An approach to reservoir management // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 23–26 September 1990. Paper SPE-20747-MS. <https://doi.org/10.2118/20747-MS>
5. *Thakur G.C.* Implementation of a reservoir management program // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 23–26 September 1990. Paper SPE-20748-MS. <https://doi.org/10.2118/20748-MS>
6. *Raza S.H.* Data acquisition and analysis for efficient reservoir management // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 23–26 September 1990. Paper SPE-20749-MS. <https://doi.org/10.2118/20749-MS>

7. *Vliet J.P., Male P.T.* Well, reservoir and facility management – Process, practice and impact // SPE Europec featured at 79<sup>th</sup> EAGE Conference and Exhibition, Paris, France, 12–15 June 2017. Paper SPE-185880-MS. <https://doi.org/10.2118/185880-MS>

8. *Pavlov D., Vasiliev A.* Oil fingerprinting technology for well and reservoir management // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187781-MS. <https://doi.org/10.2118/187781-MS>

9. *Dashkov R.Yu., Gafarov T.N., Oblekov R.G.* et al. Effective visual management and digitalization as elements of a modern offshore development system // *Gazovaya Promyshlennost.* 2022. No. 10(839). P. 16–22. (In Russ.).

10. *Gafarov T.N., Oblekov R.G., Khabarov A.V.* et al. Examples of integrated modeling for different tasks in geology and offshore development // *Gazovaya Promyshlennost.* 2022. No. 11(840). P. 14–23. (In Russ.).

11. *Dashkov R.Yu., Gafarov T.N., Singurov A.A.* et al. Specific features of field development monitoring from offshore platforms // *Gazovaya Promyshlennost.* 2022. No. 7(835). P. 28–38. (In Russ.).