

Комплексный подход при геофизическом мониторинге ПХГ– гарантия бережной эксплуатации уникального объекта в Арктике

■ Пасынков А. Г., Комаров В.С., АО «Мессояханефтегаз», г. Тюмень.

■ Юров А. А., Ризанов Е. Г., Компания Геосейс, г. Москва.

В 2020 году на Восточной Мессояхе реализован уникальный проект утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). ПНГ, получаемый в процессе добычи нефти, проходит подготовку и транспортируется на Западно-Мессояхское месторождение, где закачивается в неразработанные газовые пласты. Мощность этого подземного хранилища газа (ПХГ) исчисляется миллиардами кубометров ПНГ.

ПХГ является, по своей сути, огромным и сложным геологическим объектом с меняющимися характеристиками по простиранию пласта. Заполнение этого объекта происходит по законам природы, разобраться в которых можно только, создав постоянно действующую комплексную систему мониторинга объекта дистанционными геофизическими методами.

«Мессояханефтегаз» внедрил программу мониторинга, основанную в значительной мере на сейсмических технологиях, направленных на наблюдение за динамикой закачиваемого в пласт ПНГ по мере эксплуатации ПХГ и на контроль за сохранностью покрышки ПХГ.

Комплекс технологий для мониторинга ПХГ

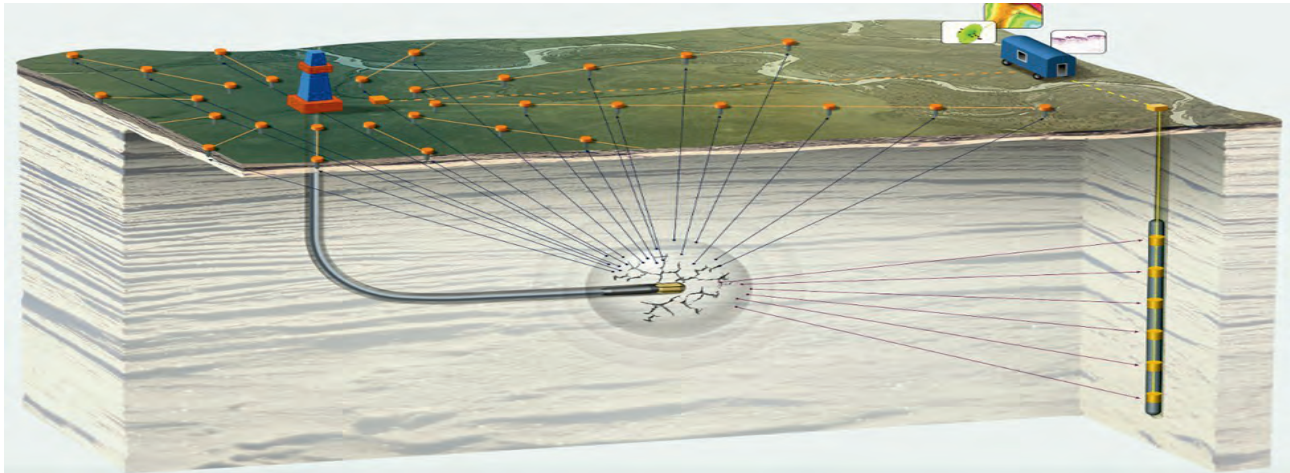
Принятые в проектной программе мониторинга ПХГ решения основаны на отечественном и зарубежном опыте эксплуатации ПХГ с учетом арктических условий расположения и горногеологических характеристик объекта:

- Обеспечить учет объемов закачиваемого газа поскважинно и объекту в целом с отражением в балансе запасов и месячном эксплуатационном рапорте.
- Контроль качества закачиваемого

газа и устьевых параметров.

- Регулярное выполнение промыслово-геофизических исследований (ПГИ) (1 раз/2 года) и гидродинамические исследования (ГДИ) (1 раз/год).
- Организация наблюдательной сети скважин с «онлайн» замером пластового давления и температуры.
- Замер статических устьевых давлений.
- Выполнение фоновой газогеохимической съемки и геодинамический мониторинг.
- Контроль герметичности покрышки и распространения газа по пласту-коллектору с помощью комплекса сейсмических технологий, включая полигон микросейсмического мониторинга (МСМ).
- Контроль технического состояния нагнетательных и наблюдательных скважин.

В рамках выполнения данной программы в 2020 году до начала закачки газа в ПХГ выполнен перевод нескольких скважин в наблюдательный фонд с организацией онлайн передачи замеров забойного давления и температуры, выполнены фоновые газогеохимическая снеговая съемка и геодинамический мониторинг участка работ. По окончании бурения всех газонагнетательных скважин куста ПХГ выполнены детальные гидродинамические исследования при отработке скважин для оценки их продуктивности и параметров работы (коэффициенты не совершенства, пластовые давление и температура) с регистрацией забойных параметров. В 2021 и 2022 годах выполнены ГДИ и ПГИ газонагнетательных скважин в режиме



▲ Рис. 1. Принципиальная схема сейсмического мониторинга.

закачки.

Для определения оптимальной технологии постоянного площадного мониторинга ПХГ были проанализированы все применяемые дистанционные технологии, а также изучен опыт мониторинга ПХГ в России и мире.

В результате всесторонней оценки возможных технологий мониторинга ПХГ для отслеживания распространения закачиваемого газа по пласту и контроля герметичности глинистой покрышки был выбран и организован комплекс сейсмических наблюдений, включающий вертикальное скважинное профилирование в модификациях НВСП, ВСП-МОГ, профили высокоплотной сейсмики 2D, повторяемые периодически, а также полигон для постоянных микросейсмических онлайн исследований.

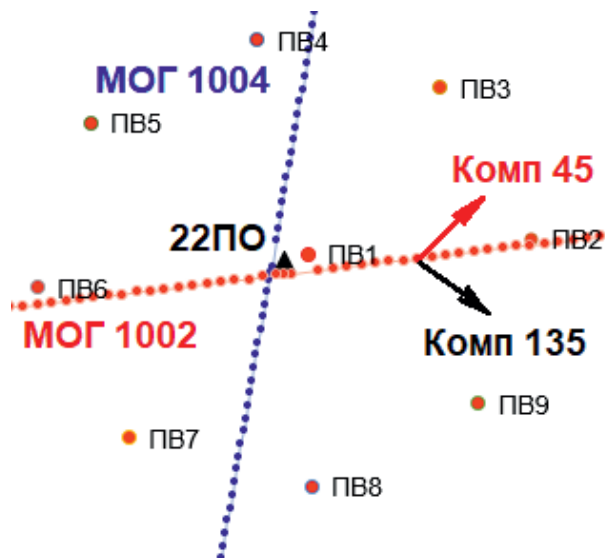
На полигоне МСМ были запроектированы обязательные работы по ВСП/НВСП/МОГ в 2022 и 2023 годах, включая скважинный источник возбуждения для настройки скоростной модели. В качестве эталонного источника возбуждения сигнала в скважине–пъезометре была применена шнуровая торпеда типа ТШД. Также выполнены работы по переинтерпретации выполненной ранее 3D сейсмики с учетом новой информации по специальной методике с оценкой микротрещиноватости. Принципиальная схема организации сейсмического мониторинга приведена на рис.1.

• Для выполнения геофизических исследований было привлечено качественное сейсморазведочное оборудование:

- кабельный телеметрический ком-

► Рис. 2. План работ по мониторингу ПХГ ЗМЛУ.

Вид работ	№	Мероприятие	1 год				2 год				3 год				4 год			
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Сейсмический мониторинг	1 Сейсмический полигон (16 кв. км, заглубление геофонов) для постоянного мониторинга.																
		2 Микросейсмического мониторинга (МСМ)																
		3 НВСП в скважине 22-ПО (калибровка скоростной модели)																
		4 Высокоплотная сейсмика 2D																
2	Пъезометры (замер пластовых Р и Т)	1 Скважины 31-Р и 22-ПО переведены в наблюдательный фонд до начала эксплуатации ПХГ. Передача данных Рпл и Тпл в он-лайн режиме.																
		2 Скважины 205-Р и 21-П переведены в наблюдательный фонд (он-лайн)																
		3 Перевод скважины 202-Р (он-лайн передача данных).																
3	Газонапетательные скважины	1 ГДИ при отборе газа (скважин)																
		2 Устьевые параметры Q, P, T в он-лайн режиме.																
		3 ГДИ под закачкой (скважин)																
		4 ПГИ под закачкой (скважин)																
4	Экологический мониторинг	1 Газогеохимическая (снеговая) съемка																
		2 Мерлotted скважина																
		3 Геодинамический полигон																



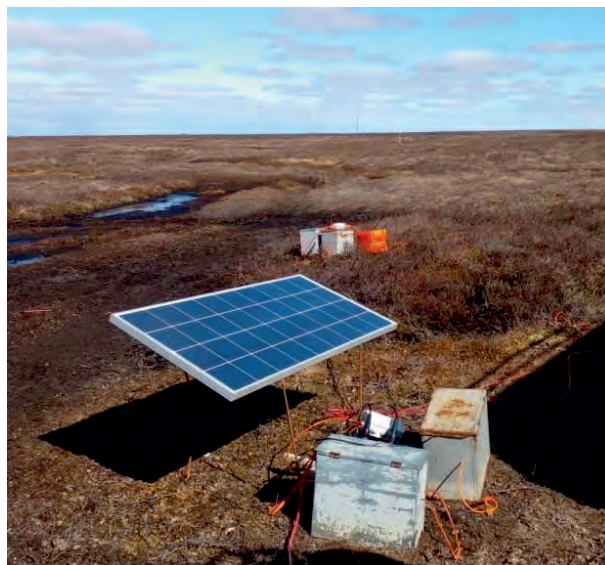
▲ Рис. 3. Система наблюдений для полноазимутального ВСП/НВСП/МОГТ.

плекс регистрации наземных данных;

- многоуровневый зонд для регистрации данных в скважинах;
- импульсные источники возбуждения сейсмического сигнала Геотон.

Суть технологии МСМ заключается в фиксировании приповерхностными сейсмодатчиками (геофонами) волн микросейсмической эмиссии (МСЭ), возникающих в процессе эксплуатации ПХГ. Для микросейсмического полигона использовано более 1700 датчиков (геофонов) с чувствительностью 240 Вольт/метр/секунду, помещенные в скважины глубиной до 30 м для минимизации поверхностных шумов.

При этом, учитывая, что регистрация МСМ осуществлялась кабельной системой, поддерживаемой внешними аккумуляторами, для повышения технологичности полигона использовались дополнительные устройства генерации энергии. После опробования различных устройств автономной подзарядки батарей, были выбраны солнечные батареи (Рис.4). В результате такой модернизации смена батарей производилась втрое реже режима стандартной эксплуатации.



▲ Рис. 4. Солнечные батареи помогают работать в условиях экологических ограничений тундры.

Геологические результаты мониторинга ПХГ

Результаты микросейсмического мониторинга (МСМ) отражают большинство процессов в геологической среде, включая движение закачиваемого газа, трещино-

▼ Рис. 5. Геофизическая техника и оборудование при мониторинге ПХГ.



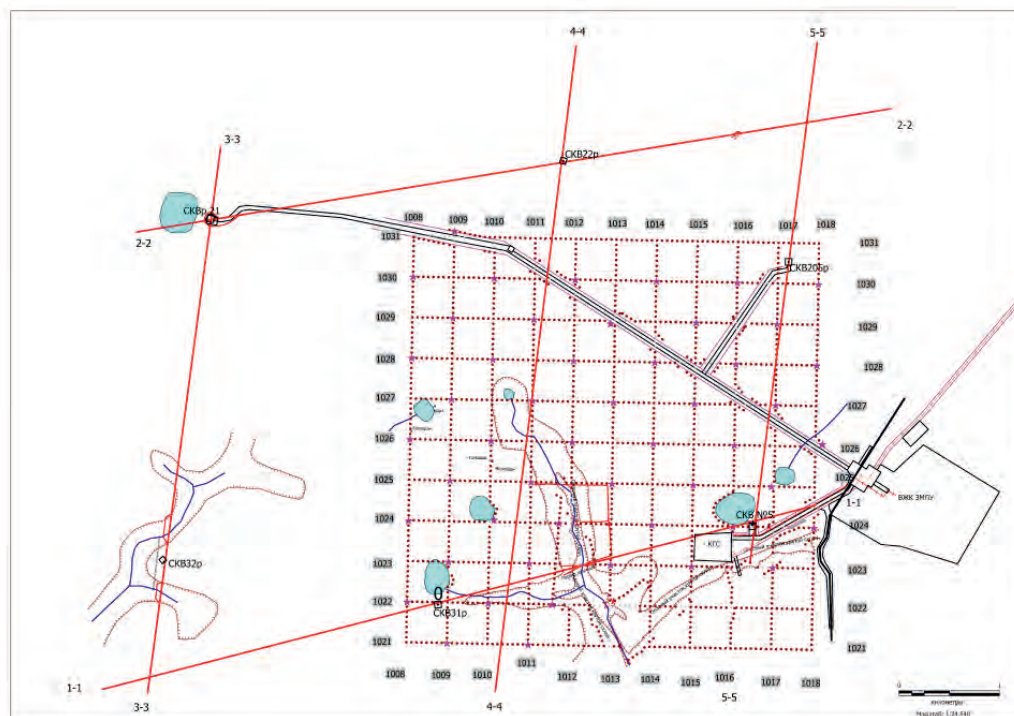


Рис. 6.
Фактическая
схема сейсми-
ческого
мониторинга
ПХГ ЗМЛУ.

образование и др. С увеличением градиента пластового давления ($\Delta P_{пл}$) микросейсмическая активность растёт, а при уменьшении – снижается. При этом резкие перепады $\Delta P_{пл}$ (как положительные, так и отрицательные) активизируют микросейсмическую эмиссию (МСЭ или просто микросейсмическая активность).

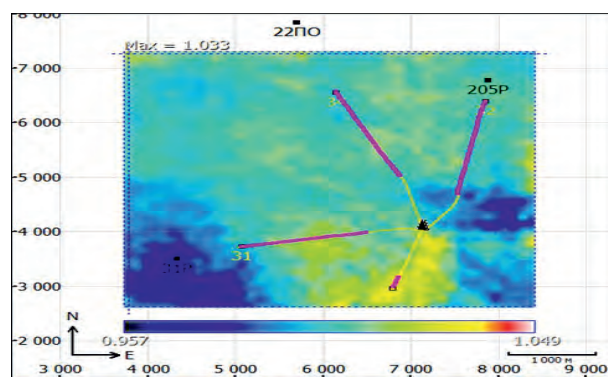
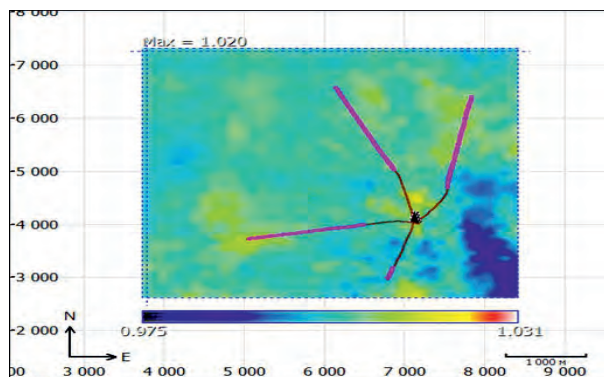
В процессе сейсмического мониторинга была получена информация и выполнен анализ по следующим направлениям:

- Динамика активности закачки ПХГ по месяцам и за весь период (регистрация МСЭ).
- График максимальных и средних (по всей площади) значений МСЭ за весь период наблюдений.
- Определение размеров зоны начального накопления (ЗНН) при закачке газа с учетом переинтерпретации сейсмики 3Д.
- Сопоставление максимумов МСЭ по всему полигону и зоне начального накопления (или любому участку полигона).
- Анализ значений МСЭ вдоль газонагнетательных скважин и результатов определения профилей приемистости по промыслово-геофизическим исследова-

ниям (ПГИ).

- Анализ изменения акустического импеданса по результатам пяти профилей высокоплотной сейсмики 2Д в 2021 (фон) и 2023 годах.
- Корреляция повышенного роста Рпл с данными МСМ и трещиноватости, определенной по технологии СЛБО при переинтерпретации сейсмики 3Д.
- Сравнение результатов МСМ с данными скважин – пьезометров.
- Комплексный анализ сейсмических данных за 3 года мониторинга.

Применение технологии МСМ позволяет анализировать динамику МСЭ на любом участке полигона за любой период времени, с учетом геологического районирования недр и технологических параметров эксплуатации ПХГ. Рассмотрены примеры разной динамики МСЭ при остановке закачки (режим тишины при плановом техобслуживании компрессора) и дифференциация показателя сейсмической эмиссии для разных геологических условий при достижении определенного роста пластового давления в зоне нагнетания газа.



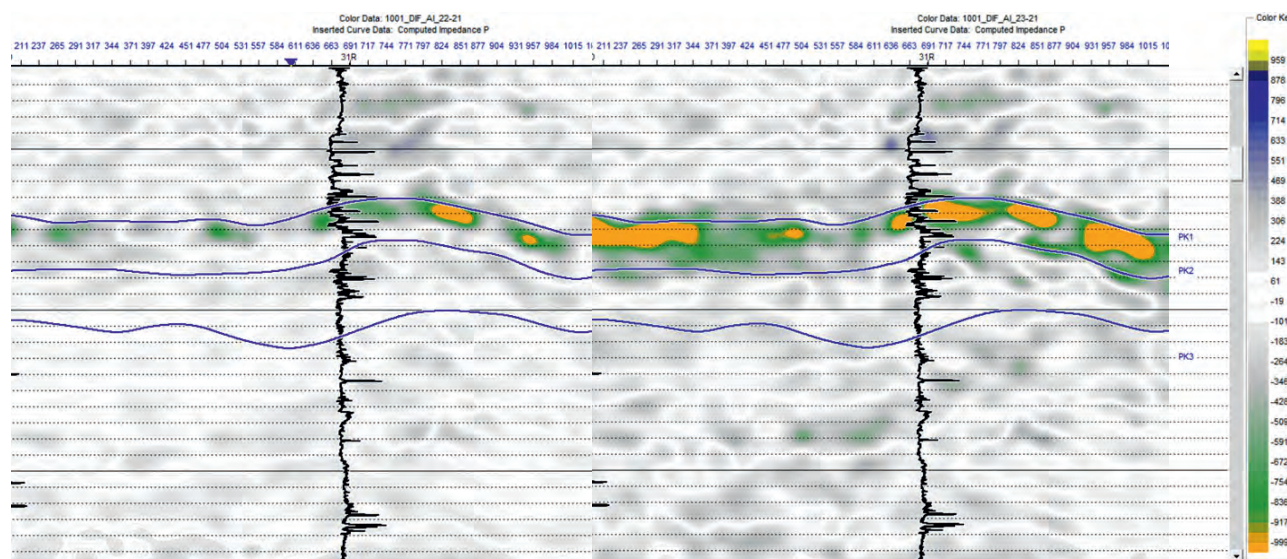
▲ Рис. 7. Примеры карт распределения МСЭ за выбранные периоды эксплуатации ПХГ.

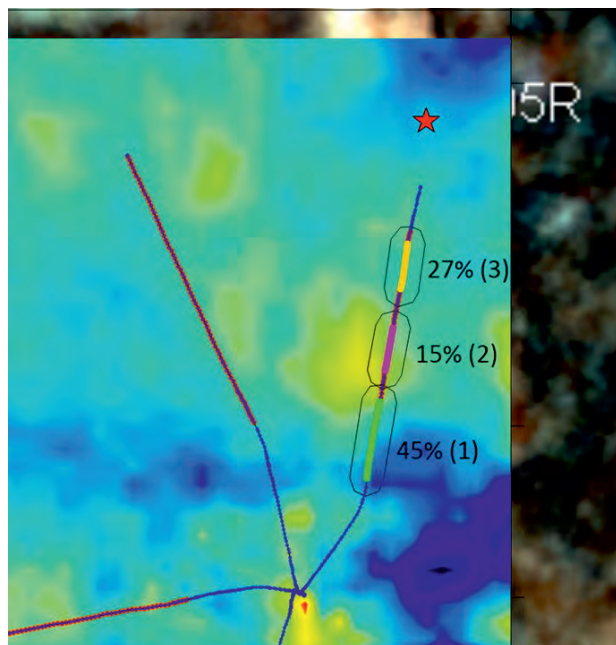
Интересные результаты были получены при интерпретации высокоплотной сейсмоки 2D, выполненной в 2021 и 2023 годах. Система наблюдений МОГТ-2D – центрально-симметричная с переходом в начале и окончании профиля в асимметричную вплоть до фланговой. Расстояние между пунктами возбуждения (ПВ) – 20 м, расстояние между пунктами приема (ПП) – 10 м, общая протяженность пяти профилей – более 31 км (Рис.6).

Обработка данных 2D обоих сезонов была проведена по единому графу, качество достаточно для выполнения 4D обработки. По всем профилям для интервала закачки зафиксированы участки снижения импеданса на 20-25%, что

позволяет говорить о надежном выделении сейсмического сигнала 4D, обусловленного закачкой газа в хранилище. Фиксируется динамика сигнала 4D во времени и в пространстве. Вокруг контрольных скважин динамика изменения импеданса минимальна. Причиной этого может быть фиксируемое по пьезометрам снижение пластового давления как после капитального ремонта скважин при их переводе в пьезометры, так и после отбора газа при испытании. Области с ухудшенными ФЕС в рамках одного и того же структурно-формационного объекта соответствуют участкам повышенной микросейсмической активности и пониженных значений сигнала 4D. Напротив, области с улучшенными ФЕС соответству-

▼ Рис. 8. Изменение акустического импеданса при эксплуатации ПХГ ЗМЛУ по результатам высокоразрешающей сейсмической съемки 2D в 2021 и 2023 годах.





▲ Рис. 9. Сравнение профиля приемистости и МСЭ при эксплуатации ПХГ 3МЛУ.

ют участкам со сниженной микросейсмической активностью и повышенными значениями сигнала 4D. Разлом, который фиксируется по профилю 1002 между контрольными скважинами, по данным 2D (4D) является экранирующим.

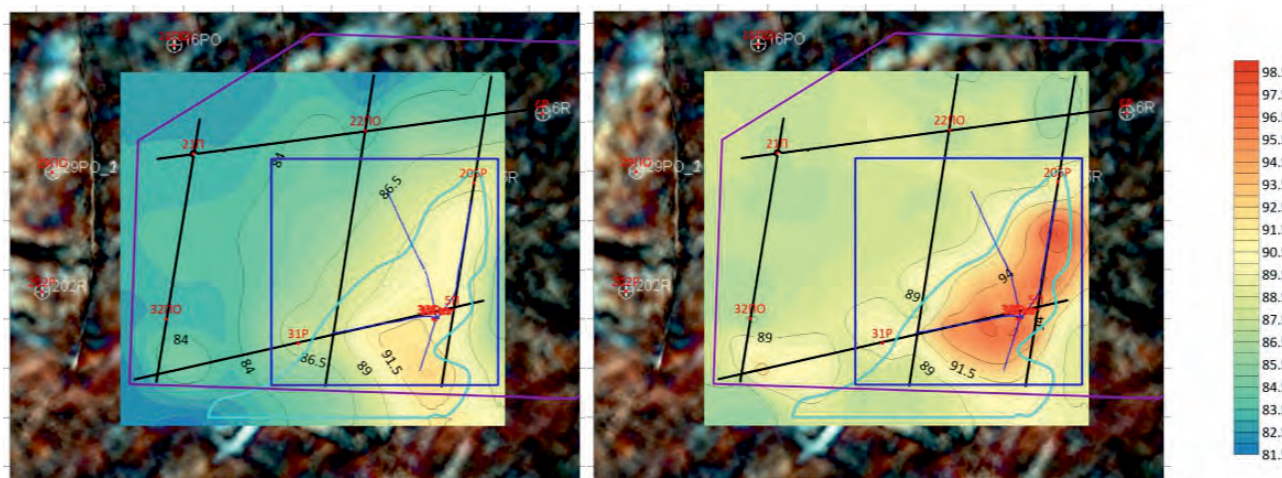
Одним из показательных примеров комплексного анализа явилась корреляция карт МСЭ, фиксируемых в интервале 100 метров вдоль стволов газонагнетательных скважин, и профилей приемистости данных скважин согласно интер-

претации промыслово-геофизических исследований (ПГИ). Интервалы горизонтальных скважин с меньшей удельной приемистостью коррелируют с большей микросейсмической эмиссией и наоборот. Проницаемость участков горизонтального участка газонагнетательной скважины №1 и 3 более чем в два раза превышает показатель по интервалу №2, что прямо пропорционально профилю приемистости. При этом наблюдается значительная дифференциация МСЭ в 100 метровом «коридоре» вокруг скважины в период выполнения ПГИ (Рис.9).

Карта распределения участков понижения импеданса не противоречит данным по пористости и проницаемости и согласуется с гипотезой, что заполнение происходит в областях с высокими ФЕС, а фильтрация идет как по порам, так и по каналам с трещинной проницаемостью.

Анализ динамики активности МСЭ в сопоставлении с пластовым давлением позволил выделить основные этапы эксплуатации ПХГ. Поставленный мониторинговый комплекс наблюдений позволил уточнить и скорректировать геолого-динамическую модель.

▼ Рис. 10. Сопоставление прогнозных карт изобар за 2021 и 2023 с учетом мониторинговых наблюдений.



Выводы:

1. Реализованный комплекс по мониторингу эксплуатации газохранилища на Западно-Мессояхском лицензионном участке недр близок к максимально возможному с учетом арктических условий объекта и является уникальным в мировой практике.
2. Комплексование нескольких методов наблюдения позволяет отслеживать сохранность покрышки ПХГ и анализировать изменение направлений потока закачиваемого газа в пласте.
3. Применение сейсмического мониторинга показало информативность для определения герметичности покрышки ПХГ, направлений основных потоков и скоплений закачиваемого газа. Технология может быть применена для определения возможных утечек газа за пределы объекта.
4. Высокоплотная сейсмика 2D, выполненная с разницей в 2 года, позволила определить основные зоны накопления закачиваемого газа, определяемых по росту пластового давления.
5. Несколькими видами исследований подтверждена герметичность покрышки ПХГ за 3 года его эксплуатации в режиме закачки и отсутствие перетоков через тектонические нарушения.
6. Системный мониторинг ПХГ доказал газодинамическую связь на всем объекте ПХГ, включая участки пласта с разными фильтрационно-емкостными свойствами.
7. Наличие онлайн данных о пластовом давлении в наблюдательных скважинах позволило снизить начальный период неопределенностей и ускорить «настройки» при интерпретации МСМ, а также детализировать карты давлений с учетом данных 2D (4D).

▼ *Рис. 11. Пример бескабельной сейсморегистрирующей системы Геотом с возможностью удаленного контроля и управления процессом сейсмической съемки.*



8. Результаты сейсмического мониторинга, информация со скважин-пъезометров и постоянно действующая цифровая модель инфраструктуры ПХГ позволяют вести оперативный контроль нештатных ситуаций и регулярно актуализировать гидродинамическую модель объекта для эффективного планирования его эксплуатации.

Заключение

Происходящая в настоящее время революция в сейсморазведке дает новые инструменты и технологии, позволяющие более эффективно и оперативно вести мониторинг разработки полезных ископаемых, решая поставленные перед геологами и геофизиками вызовы. Для повышения надежности и детальности результата мониторинга рекомендуется уплотнение сети наблюдения с учетом геометрии и размеров целевых объектов. В сложных поверхностных условиях объекта таких, как активная техногенная деятельность на месторождении и экологические ограничения тундры, рекомендуется применение бескабельной или гибридной сейсморегистрирующей системы, позволяющей дистанционно контролировать работоспособность оборудования длительный период времени.

Подробнее об авторах



Пасынков
Андрей Героевич
к.т.н.
Руководитель программы
по освоению газовых активов
АО «Мессояханефтегаз»



Комаров
Владимир Семенович
Начальник управления
комплексного планирования
потенциала добычи
АО «Мессояханефтегаз»



Юров
Антон Александрович

Главный геофизик,
Компания Геосейс



Ризанов
Евгений Геннадьевич

Ведущий геофизик,
Компания Геосейс