

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.129-139>

EDN GYZBZC

УДК 622.276.43

Оптимизация системы ППД на основе мониторинга фактических данных

Романов А.С., Баранова А.А., Жубанов А.Т., Глумов Д.Н., Кузовлева А.С.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Optimization of reservoir pressure maintenance system based on monitoring of actual field data

A.S. Romanov, A.A. Baranova, A.T. Zhubanov, D.N. Glumov, A.S. Kuzovleva

LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

E-mail: asromanov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В условиях морского шельфа, когда вследствие ограниченности буровых окон на платформе, отсутствует возможность бурения наблюдательного фонда скважин результаты интерпретации сейсмомониторинга в совокупности с ПГИ, замерами пластовых давлений, динамикой показателей эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин является неотъемлемой частью анализа разработки месторождений. В результате обработки данных сейсмического моделирования строятся карты амплитуд акустического сигнала, которые сравниваются с фактическими данными эксплуатации скважин, что позволяет проводить не только оценку неохваченных разработкой запасов, но и осуществлять наблюдения за продвижением фронта закачиваемого агента. Ещё один эффект, который можно отследить с помощью такого анализа относится к процессу обратного растворения в нефти, выделившегося из неё газа при увеличении давления или на процесс падения давления под влиянием добывающих скважин при отсутствии должного эффекта от ППД. Для поддержания продуктивности добывающих скважин, у которых давление уже снизилось, планируется бурение нагнетательных скважин в контуре нефтеносности и усиление реализуемой системы поддержания пластового давления.

Ключевые слова: *шельф, сейсмический атрибут, сейсмосьемка, увеличение акустического импеданса, уменьшение акустического импеданса, газонефтяной контакт (ГНК), водонефтяной контакт (ВНК), усиление системы ППД, тренды добычи, снижение пластового давления, клиноформенное строение коллектора*

Для цитирования: Романов А.С., Баранова А.А., Жубанов А.Т., Глумов Д.Н., Кузовлева А.С. Оптимизация системы ППД на основе мониторинга фактических данных//Нефтяная провинция.-2022.-№3(31).-С.129-139. - DOI [https:// doi.org/10.25689/NP.2022.3.129-139](https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.129-139). EDN GYZBZC

Abstract. When limited slots within offshore platforms do not enable drilling of observation wells, seismic monitoring data combined with production logs, reservoir pressure measurements, production performance data for production and injection wells become an integral part of field development analysis. Seismic modeling data are used to construct acoustic signal amplitude maps which are compared with actual production data to allow for estimation of bypassed reserves and observation of the propagation of injection front. The above procedure can also help identify resolution of liberated gas in crude oil due to pressure increase or pressure drops caused by production wells when reservoir pressure maintenance system fails to yield the desired effect. Maintaining the productivity of production wells, already experiencing pressure decline, provides for drilling of injection wells within oil-bearing contour and improvement of the existing reservoir pressure maintenance system.

Key words: *offshore, seismic attribute, seismic survey, increase in acoustic impedance, decrease in acoustic impedance, gas/oil contact (GOC), oil/water contact (OWC), improvement of reservoir pressure maintenance system, production trends, reservoir pressure decline, wedge-shaped reservoir*

For citation: A.S. Romanov, A.A. Baranova, A.T. Zhubanov, D.N. Glumov, A.S. Kuzovleva Optimizacija sistemy PPD na osnove monitoringa fakticheskikh dannyh [Optimization of reservoir pressure maintenance system based on monitoring of actual field data]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(31), 2022. pp. 129-139. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.129-139>. EDN GYZBZC (in Russian)

Введение

Сегодня в мире все чаще используются сейсмические атрибуты для мониторинга месторождений в процессе их эксплуатации. Например, к 2009 г. сейсмомониторинг был выполнен более чем на 50 морских месторождениях, к 2016 г. это число выросло почти вдвое [2]. В России такие исследования пока известны лишь на Астохском месторождении, где по результатам сейсмомониторинга пытаются проследить за движением водонефтяного контакта и степенью обводненности и выработанности различных частей залежи [1]. Этапы развития технологий сейсмической разведки включают три поколения: первое поколение - двухмерная сейсморазведка, второе поколение - трёхмерная сейсморазведка, третье поколение - четырёхмерная (пространственно-временная) сейсморазведка [3]. Сего-

дня трёхмерная сейсморазведка третьего поколения является неотъемлемым инструментом контроля за разработкой месторождений морского шельфа [4].

В статье на примере одного из пластов шельфового актива предложены мероприятия по оптимизации системы ППД за счёт размещения дополнительных нагнетательных скважин в контуре нефтеносности. При размещении добывающих скважин, последние проектировались в зоны, в которых выделение газа из нефти за историю разработки и по результатам сейсмомониторинга не наблюдалось.

Методология проведения исследований

На момент начала проведения первой сейсмосьёмки добыча углеводородов из исследуемого пласта велась в ограниченном объёме. Разработка пласта проводилась на естественном режиме, а в эксплуатации находились две добывающих скважины Р-1 и Р-2.

Это означает, что сейсмические характеристики первой съёмки практически полностью соответствовали исходному состоянию исследуемой залежи. Зарегистрированный сигнал показывает те изменения, которые произошли в результате разработки за период между первой и второй сейсмосьёмками. До момента проведения второй сейсмосьёмки было выполнено сейсмическое моделирование, с целью определения ожидаемого уровня сигнала. По результатам моделирования, при вытеснении нефти водой прогнозируется появление устойчивого сигнала в виде *«увеличения акустического импеданса» (зелёный цвет)*. В случае попутного выделения газа, сигнал *«увеличения акустического импеданса»* либо значительно ослабевает, либо перекрывается сигналом *«уменьшения акустического импеданса» (розовый цвет)*. Также, отмечается появления уверенного сигнала *«уменьшения акустического импеданса»* в результате роста пластового давления (Рис. 1).

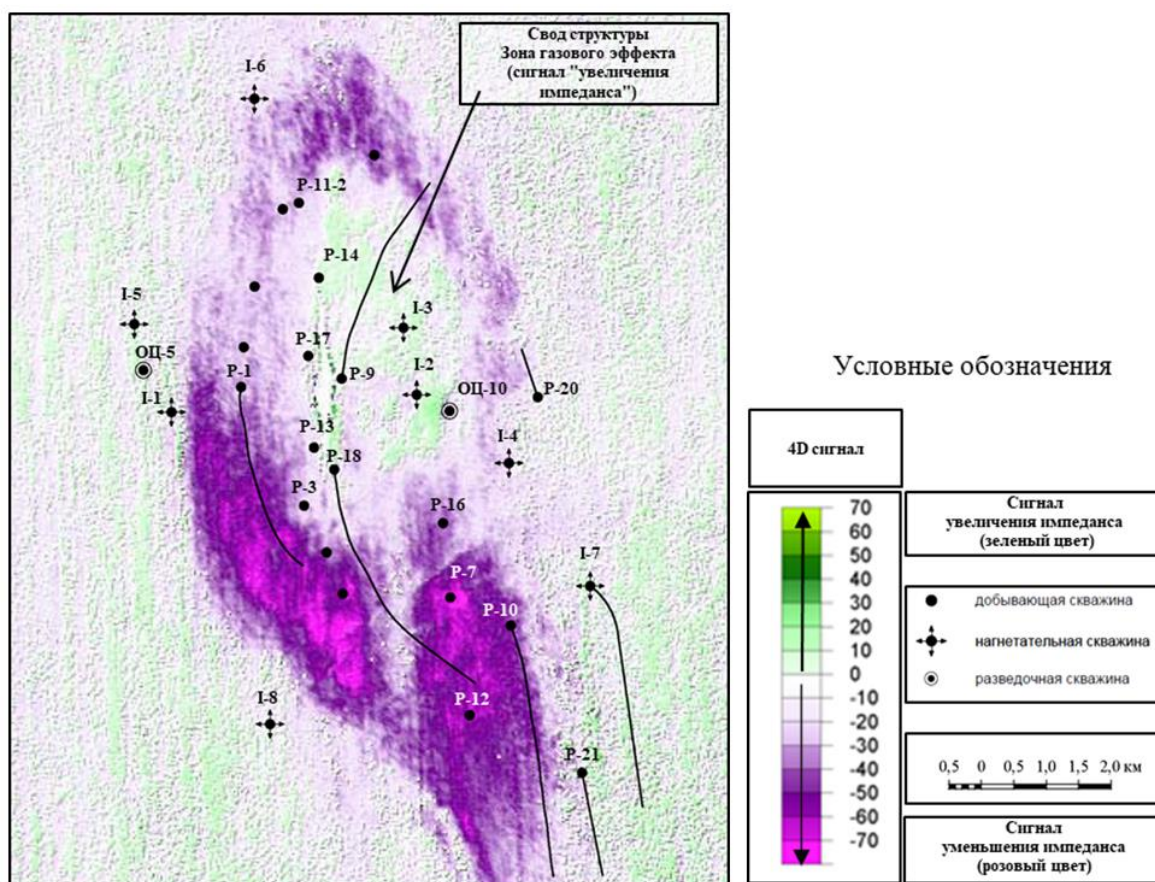


Рис. 1. Оптимизация системы ППД и планирование новых точек бурения на карте сейсмических атрибутов

Характеристика сейсмических атрибутов

По карте сейсмических атрибутов сигнала видно, что залежь исследуемого пласта определяется на севере, западе и юго-западе (Рис. 1). В сторону восточного фланга структуры прогнозируется зона разобщения залежи. Также видна граница перехода от проксимальной части фронта дельты с максимально хорошим качеством коллектора, к ее дистальной части, восточнее скважин Р-7 и Р-12 (Рис. 1). Характер распределения сигнала позволяет определить особенности внутреннего клиноформного строения пласта, при этом отмечается наличие обширных связанных объёмов внутри коллектора (Рис. 1). Сигнал от выделения газа в нефтяной части пласта полностью пропадает в восточной части, и согласуется с уровнем ГНК. Это в свою очередь может служить подтверждением границ га-

зовой шапки в пласте (Рис. 1). Отсутствие сигнала в районе нагнетательной скважины I-1, ниже уровня ВНК, свидетельствует об отсутствии влияния этой скважины на законтурную область. Карта сейсмических атрибутов (Рис. 1) не показывает движения воды и эффективность вытеснения, наблюдаемую при эксплуатации добывающей скважины P-1 – здесь эффект выделения газа на западном крыле структуры перекрывает эффект замещения нефти водой (Рис. 2).

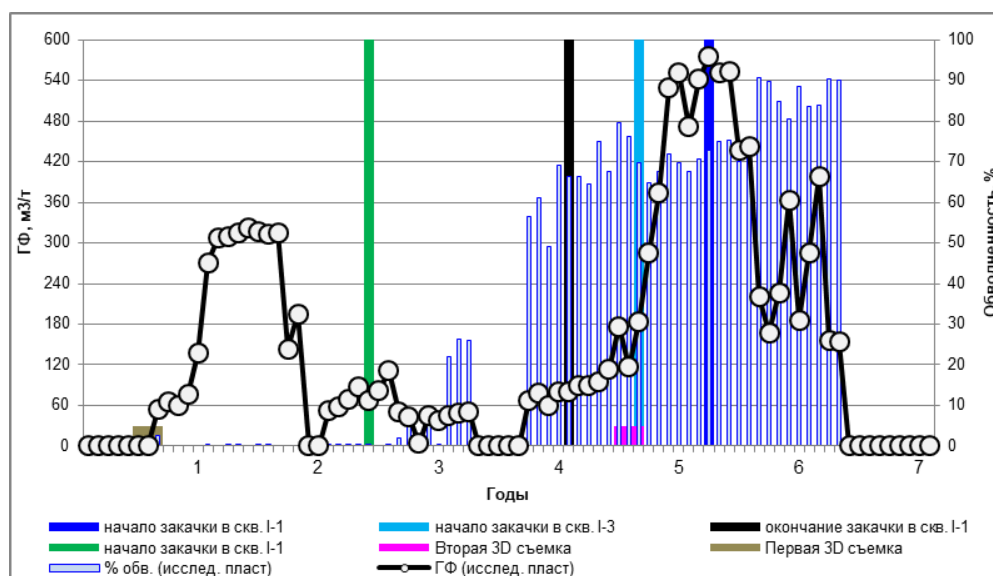


Рис. 2. Динамика обводненности и газового фактора по скважине P-1

Динамическая картина процессов, протекающих в пласте при эксплуатации добывающих скважин

В пиковый период добычи из исследуемого пласта было отобрано порядка 2 000 тыс. т нефти, а среднегодовые значения газового фактора и обводненности не превышали 230 м³/т и 35 %. Проведённый анализ энергетического состояния пласта показал, что дополнительная закачка воды в контур нефтеносности приводит к снижению темпа падения давления в залежи. За рассматриваемый период между двумя сейсмосьемками выполнено два промыслово-геофизических исследования в нагнетательных скважинах. Анализ данных ПГИ нагнетательной скважины I-1 до проведения второй сейсмосьемки показывает, что рассматриваемый пласт являлся

наиболее поглощающим. Анализ данных ПГИ нагнетательной скважины I-3 после проведения второй сейсмосъемки показывает, что при закрытой скважине отмечается закачка воды не в исследуемый пласт, а в нижние по глубине пласты, которая при проведении исследований на режимах не фиксируется.

На графиках (Рис. 2-5) показаны наблюдения за динамической картиной процессов, протекающих в пласте при эксплуатации добывающих скважин.

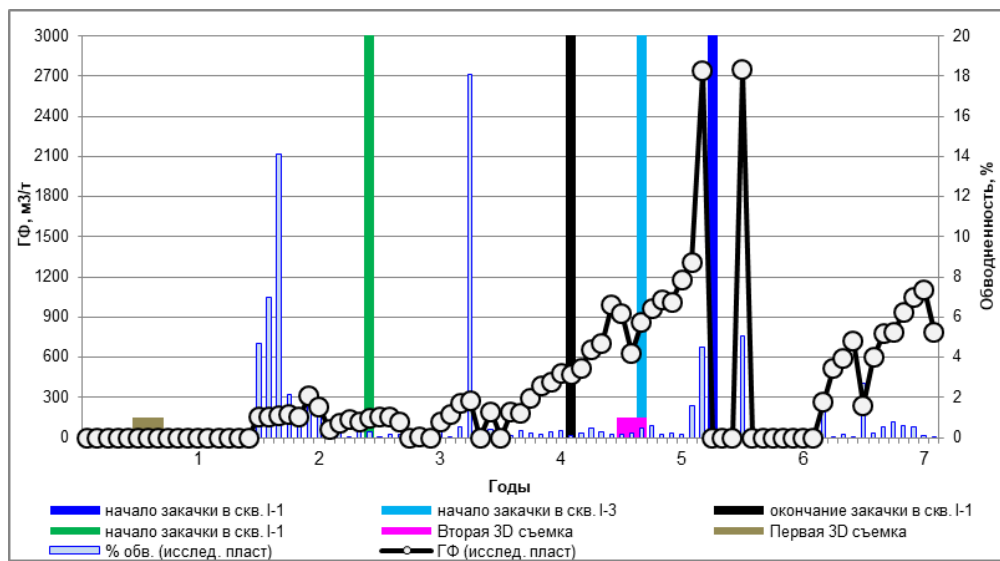


Рис. 3. Динамика обводненности и газового фактора по скважине P-7

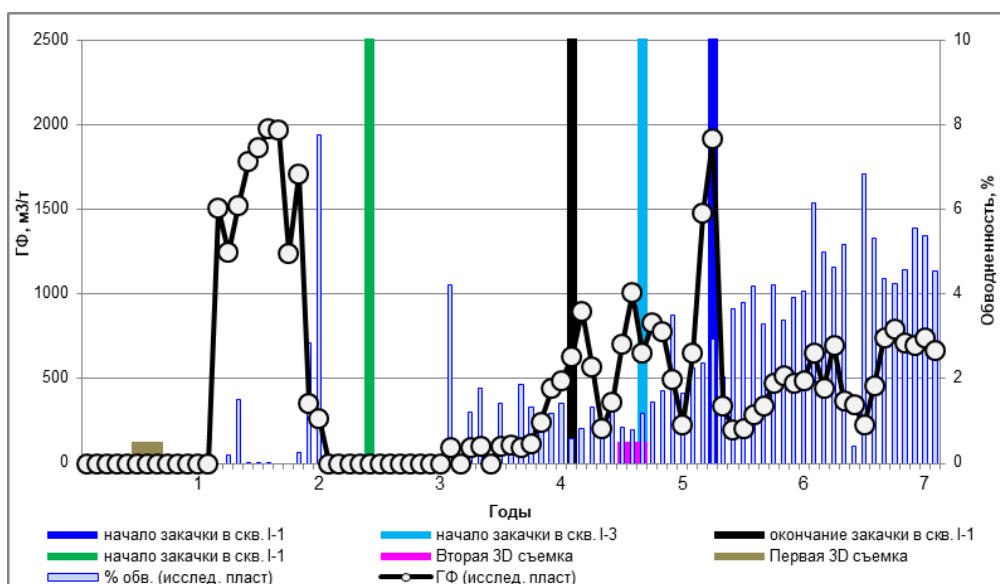


Рис. 4. Динамика обводненности и газового фактора по скважине P-3

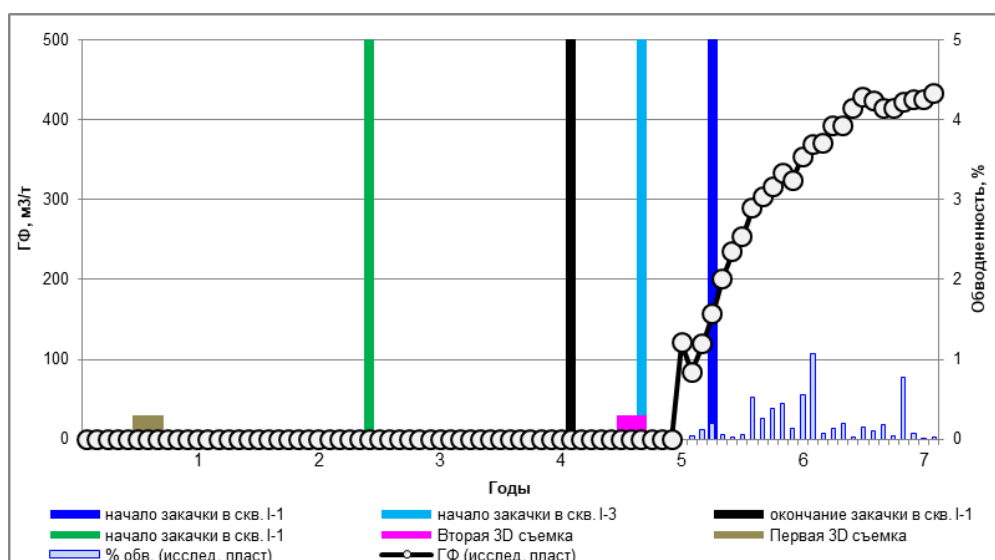


Рис. 5. Динамика обводненности и газового фактора по скважине P-10

Скважина P-1 введена в эксплуатацию до проведения второй сейсмосъемки. Эксплуатация скважины сопровождалась ростом газового фактора (Рис. 2). На момент начала проведения второй сейсмосъемки газовый фактор по скважине P-1 составлял $177 \text{ м}^3/\text{т}$.

Увеличение газового фактора наблюдалось и при эксплуатации скважины P-7 (Рис. 3). Скважина P-7 введена в эксплуатацию до проведения второй сейсмосъемки. На момент проведения второй сейсмосъемки газовый фактор по скважине P-7 увеличился до $930 \text{ м}^3/\text{т}$ и продолжает расти. Активное поступление газа из газовой шапки привело к резкому снижению дебита нефти и остановке скважины. В период эксплуатации до второй сейсмосъемки обводненность по скважине P-7 достигала 18 %, а после выше 5 % не поднималась.

Ростом газового фактора, который в начальный период составлял порядка $2\,000 \text{ м}^3/\text{т}$, сопровождалась и эксплуатация скважины P-3 (Рис. 4). Скважина P-3 введена в эксплуатацию до проведения второй сейсмосъемки. Активное поступление газа из газовой шапки привело к резкому снижению дебита нефти и остановке скважины. На момент проведения второй сейсмосъемки после нескольких месяцев простоя газовый фактор по скважине увеличивался от 200 до $1\,000 \text{ м}^3/\text{т}$ и продолжает расти.

Выделение газа вследствие снижения пластового давления затронуло и район горизонтального участка добывающей скважины P-10. Скважина P-10 введена в эксплуатацию после проведения второй сейсмосьемки. Эксплуатация скважины сопровождалась ростом газового фактора в результате снижения пластового давления, при этом рост обводненности не наблюдался (Рис. 5).

С учётом выполненного анализа была оптимизирована система разработки и местоположение новых добывающих и нагнетательных скважин.

Пять новых добывающих скважин P-16, P-17, P-18, P-20, P-21 и боковой ствол P-11-2 предлагается разместить в нефтенасыщенных толщинах 20-40 м в зонах, где пластовое давление снизилось незначительно, а объёмы выделившегося газа по результатам сейсмомониторинга являются не критическими (Рис. 5).

Усиление системы ППД закачкой воды за контур нефтеносности планируется за счёт бурения трёх новых нагнетательных скважин I-5, I-6, I-8 (Рис. 5).

Оптимизация системы ППД закачкой воды в контур нефтеносности планируется за счёт бурения двух нагнетательных скважин I-4 и I-7 (Рис. 5).

Выводы

Интерпретация сейсмоданных с привязкой к трендам добычи и динамическим характеристикам пласта, полученных в процессе исследований, уточнило имеющуюся информацию о характеристике распространения исследуемого коллектора по площади и разрезу, изменениях в фазовом состоянии залежи и способствовало выявлению новых точек бурения добывающих и нагнетательных скважин.

Во-первых, подтвердился характер распространения залежи, которая определяется на севере, западе и юго-западе в соответствии с геологической моделью и геометрией структурной зоны.

Во-вторых, практически по всей площади расположения добывающих скважин наблюдается ярко выраженный сигнал «уменьшения акустического импеданса» (*розовый цвет*). Сигнал «уменьшения акустического импеданса» наблюдается выше контура нефтеносности и полностью с ним согласуется.

Следует отметить, что свод структуры по измеренным сейсмическим данным находится в пределах зоны газового эффекта. В данном случае сигнал «уменьшения акустического импеданса» (*розовый цвет*), интерпретируется как следствие выделения газа при снижении пластового давления в процессе разработки и согласуется с увеличением газового фактора за период между двумя сейсмосьемками в добывающих скважинах Р-1, Р-7, Р-3.

Также выделение газа вследствие снижения пластового давления, которое интерпретируется по данным сейсмомониторинга, затронуло район скважины Р-10 (введена после второй сейсмосьемки). Ранее считалось, что скважина Р-10 вскроет отдельную залежь, не затронутую разработкой, но по результатам 4D был сделан вывод о сообщаемости данной области с другими добывающими скважинами.

В-третьих, на карте сейсмических атрибутов (Рис. 1) по интервалу исследуемого пласта отмечается преобладание газа, который выделился из нефти в результате снижения пластового давления, что демонстрирует высокую степень гидродинамической связности внутри пласта, но также препятствует обнаружению других процессов происходящих в пласте, таких как движение фронта закачки воды.

Проведение следующей сейсмосьемки позволит максимально уточнить информацию о клиноформном строении коллектора, влиянии газа и изменениях положения фронта закачки воды, что еще раз подтвердит правильность предложенных решений по размещению добывающих и нагнетательных скважин с целью оптимизации системы ППД.

Условные обозначения:

ГНК	–	газо-нефтяной контакт
ВНК	–	вода-нефтяной контакт
ПГИ	–	промыслово-геофизические исследования
ППД	–	поддержание пластового давления

Список литературы

1. Ампилов Ю.П., Батурин Д.Г. Новейшие технологии сейсмического мониторинга 4D при разработке морских месторождений нефти и газа. Технологии сейсморазведки, № 2, 2013, с. 31–36.
2. Ампилов Ю.П., Токарев М. Сейсморазведка. Время действий или упущенных возможностей. Бурение и нефть 2017, № 3, с.3-12.
3. Девид Бэмфорд. Сейсмическая разведка 4-го поколения. ROGTEC Russian Oil & Gas Technologies (<https://rogtecmagazine.com/>).
4. Ван Донген, М., Блонк, Б., Тимофеева, О. Результаты сейсмического 4D мониторинга, проведенного компанией Сахалин Энерджи на Пильтун-Астохском месторождении. Недропользование № 3, 2017, с. 42-77.

References

1. Ampilov Yu.P., Baturin D.G. 4D seismic state-of-the-art technologies for monitoring of offshore oil and gas fields development. Tekhnologii Seismorazvedki [Seismic Technologies]. 2013, No. 2, pp. 31–36. (in Russian)
2. Ampilov Yu.P., Tokarev M. *Seismorazvedka. Vremya distvii ili upushchennykh vozmozhnostei* [Seismic survey. Time for action or missed opportunities?] Burenie i Neft [Drilling and Oil]. 2017, No. 3, pp.3-12. (in Russian)
3. David Bamford. Fourth-generation seismic. ROGTEC Russian Oil & Gas Technologies (<https://rogtecmagazine.com/>). (in Russian and English)
4. Van Dongen, M., Blonk, B., Timofeeva, O. *Rezultaty seismicheskogo 4D monitoringa, provedyonnogo kompaniei Sakhalin Enerdzhi na Piltun-Astokhskom mestorozhdenii* [Results of 4D seismic monitoring conducted by Sakhalin Energy on Piltun-Astokhskoye field]. Nedropolzovanie [Subsoil Use]. 2017, No. 3, pp. 42-77. (in Russian)

Сведения об авторах

Романов Александр Сабурович, кандидат технических наук, эксперт по разработке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: asromanov@tnnc.rosneft.ru

Баранова Алена Александровна, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: aabaranova2@tnnc.rosneft.ru

Жубанов Арсен Тимирханович, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: ATZhubanov@tnnc.rosneft.ru

Глумов Дмитрий Николаевич, начальник управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: DNGlumov@tnnc.rosneft.ru

Кузовлева Анна Сергеевна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: askuzovleva2@tnnc.rosneft.ru

Authors

A.S. Romanov, PhD, Reservoir Engineering Expert, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: asromanov@tnnc.rosneft.ru

A.A. Baranova, Specialist, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: aabaranova2@tnnc.rosneft.ru

A.T. Zhubanov, Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: ATZhubanov@tnnc.rosneft.ru

D.N. Glumov, Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: DNGlumov@tnnc.rosneft.ru

A.S. Kuzovleva, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: askuzovleva2@tnnc.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 21.06.2022
Принята к публикации 17.09.2022
Опубликована 30.09.2022*