

Опыт применения малоглубинной сейсморазведки для геофизического мониторинга разработки залежей сверхвязкой нефти

■ Ситдигов Р.Н., Крылов П.С., Гараев Ф.Н., Харисов А.Г.
(Казанский (Приволжский) федеральный университет), г. Казань.

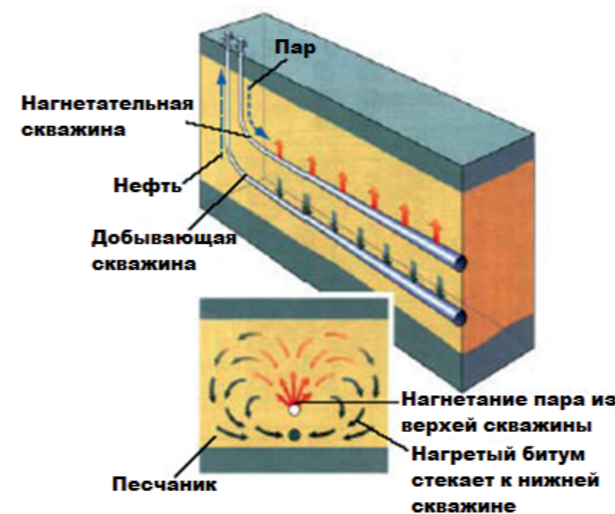
Аннотация. Трудноизвлекаемые запасы углеводородов все чаще привлекают к себе внимание в качестве альтернативного источника энергетического сырья. Разработка и добыча таких ресурсов предполагает применение самых современных технологий. Тяжелая нефть добывается методом парогравитационного дренажа, что требует оптимального контроля. Эту задачу решает мониторинг, в виде наземной линейной и скважинной сейсморазведки.

Ключевые слова: тяжелая нефть, природный битум, парогравитационный дренаж, сейсмический мониторинг.

Постепенное истощение традиционных запасов углеводородов заставляет нефтяную промышленность уделять внимание нетрадиционным запасам (BP Statistical Review of World Energy, 2022; EI Statistical Review of World Energy, 2023). На данный момент акцент многих крупнейших зарубежных и, российских в том числе, нефтяных компаний смещается в пользу трудноизвлекаемой нефти и газа низкопроницаемых коллекторов: сланцевая революция в США (Баккен в Северной Дакоте, Пермийан в штате Техас) и начало освоения аналогичных месторождений сланцевой нефти в России (Ачимовская и Баженовская свиты в Западной Сибири, доманиковые отложения Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций). Еще одним наиболее перспективным кандидатом на замещение традиционной нефти является тяжелая нефть (сверхвязкая нефть, природный битум) в традиционных терригенных коллекторах. В отличие от низкопроницаемых кремнисто-глинистых-карбонатных пород, содержащих в себе сланцевую нефть, в битуминозных песчаниках проблема не в плохой проницаемости коллектора, а в высокой вязкости и плотности самого флюида. Во всем мире извлекаемые запасы тяжелой

нефти и природного битума равны остальным запасам обычной нефти. Анализ имеющихся данных показывает, что Южная Америка, главным образом Венесуэла, лидирует по запасам тяжелой нефти, а самые большие запасы битума находятся в Северной Америке и сосредоточены в основном в Канаде (Meyer, R. F., E. Attanasi, 2003; Schmitt, D., 2005).

Наша страна, наряду с Канадой и Венесуэлой, располагает огромными запасами тяжелой нефти и природных битумов. Более трети запасов (около 36%) сверхвязкой нефти России сосредоточены на территории Республики Татарстан (Войтович и др., 2013, Яраханова, 2015). Разработка месторождений сверхвязкой нефти не карьерным способом требует применения эффективных методов с использованием современных технологий, таких как CHOPS, SAGD, CSS, VAPEX, THAI (Chopra, S., Lines, L., 2008). Одним из них, как самым технологичным и экономически обоснованным для пермских битумов Татарстана, является метод паротеплового воздействия на пласт, SAGD - Steam Assisted Gravity Drainage (Мартоc, 1982). Основной принцип SAGD, это совмещенная пара горизонтальных скважин для гравитационного дренажа с помощью пара – про-



▲ Рис. 1. Схема SAGD (Meyer, R. F., E. Attanasi, 2003).

цесса извлечения природного битума. Пар, нагнетаемый через верхнюю скважину, понижает вязкость битума, тем самым увеличивая его подвижность, а сила тяжести заставляет подогретый флюид двигаться (стекать) к нижней скважине, откуда битум выкачивается на поверхность (рис 1). Под воздействием перегретого пара понижается вязкость нефти и становится возможным её извлечение горизонтальными скважинами. Эта технология нуждается в качественном и своевременном контроле за процессом закачки пара в пласт. Ведь эффективное управление этим процессом делает добычу сверхвязкой нефти более рентабельной и экономически выгодной. Данную задачу с успехом во всем мире решает сейсмический мониторинг (Nakayama et al., 2008; Roy et al. 2008), и также есть методики применения пассивной сейсморазведки (Maxwell et al., 2008). Основываясь на изменении упругих свойств породы в пласте-коллекторе в следствии понижения вязкости флюида, мониторинг изучает закономерности распространения поля упругих волн в области закачки пара (Han et al., 2008; Bianco et al., 2008).

Необходимо отметить, что деление

углеводородов на битумы и сверхвязкие нефти является неоднозначным (Климушин, 1998). По мнению некоторых исследователей, границы между классами углеводородов весьма условные (Вахитов, Симкин 1985). Поэтому в дальнейшем, в статье понятия «битуминозная нефть», «природный битум», «сверхвязкая нефть», «тяжелая нефть» будут употребляться в качестве синонимов.

Данные исследования проводятся на протяжении нескольких лет и уже накоплен достаточный опыт в проведении сейсморазведочных работ и цифровой обработки сейсмических данных сейсмического мониторинга (Степанов, Ситдигов и др., 2014, 2015, 2016, 2019; Ситдигов, Степанов 2015; Sitdikov R.N, Stepanov A.V. et al., 2020)

Цели и задачи исследования

Цель проводимых геофизических исследований — это повышение эффективности разработки и экономической рентабельности добычи сверхвязкой нефти. Для этого было необходимо решить следующие задачи: с помощью сейсмических методов отслеживать изменения упругих свойств песчанистого пласта-коллектора; проводить сейсмический мониторинг процесса развития паровой камеры.

Объект исследования

Объектом исследований являлись неглубокозалегающие (первые сотни метров) месторождения сверхвязкой нефти уфимско-нижеказанского природного резервуара верхнепермского терригенно-карбонатного битумоносного комплекса. Он распространен в центральном районе Урало-Поволжского региона. Особо крупные скопления находятся в пределах западного склона Южно-Татарского свода и восточного

борта Мелекесской впадины и представлен только верхним горизонтом уфимского яруса. Этот шешминский горизонт состоит из нижней песчано-глинистой пачки и верхней песчаниковой пачки. Нижняя песчано-глинистая пачка залегает на эродированной поверхности пород сакмарского яруса, нивелируя ее неровности. Максимальные мощности этой пачки приурочены к пониженным, а минимальные тяготеют к приподнятым участкам кровли сакмарского яруса. Верхняя пачка сложена слабосцементированными рыхлыми песчаниками, в которых малое количество кальцитового цемента и обломочные зерна сцементированы битумным веществом. Это очень рыхлые породы коричневого или черного цвета в зависимости от содержания битума в них. Именно эта верхняя часть ловушек представлена в большинстве случаев зоной наилучших коллекторов и к этому интервалу приурочена наибольшая концентрация битумов (Успенский, Валеева, 2008).

Залежи битумов имеют более сложное строение по сравнению с нефтяными: по размерам они мелкие; часто скользят по разрезу, не образуя единого выдержанного пласта; неогеновые врезь осложняют строение залежей; водонефтяной контакт имеет сложный характер; нередко внутри пластов встречаются водоносные прослои, что вызывает при разработке битумов интенсивное поступление воды.

Методика и технология сейсморазведочных работ

В зависимости от месторождения применялись две методики сейсморазведочных работ: наземная линейная 2D съемка и комбинированная наземно-скважинная съемка. В зависимости от конкретной залежи СВН применялась та

или иная система наблюдений или одновременно обе.

Линейная съемка была представлена профилями МОВ-МОГТ 2D. Шаг между пунктами приема (ПП) и пунктами взрыва (ПВ) составлял от 4 до 6 метров. Длина активной расстановки – 48 каналов. Кратность съемки составила 24. Использовалась фланговая система наблюдения, количество накоплений на каждом ПВ – 40. Для уменьшения интенсивности ветровых помех и повышения соотношения сигнал/шум производилось заглубление сейсμοприемников на 10-15 см. Таким образом удалось достичь падения уровня шумов до значений от 0 до 5 – 10 мкВ.

Комбинированная наземно-скважинная съемка была представлена наземными ПП и скважинными приемниками, находившимися в вертикальной скважине под подошвой коллектора в составе скважинного модуля мониторинга (рис 2). (Пат. 2708536 Российская Федерация).

Система наблюдения представляла собой восьмиканальную активную расстановку с расстоянием 4 метра между пунктами приема, а пункты возбуждения располагались на следующих позициях относительно устья контрольно-измерительной скважины:

- в сторону малого плеча на расстоянии 12 и 40 метров;
- в сторону большого плеча на расстоянии 16 и 44 метров.

Количество накоплений – 50 на каждом ПВ.

Для проведения сейсморазведочных работ использовалась следующая аппаратура: невзрывной сейсмический источник импульсного типа «Енисей ЭМ-1.6», группы геофонов GS-20DX, система синхронизации ССВ-2, центральная система регистрации Fly Lander от компании SI Technology и телеметрическая



▲ Рис. 2. Система наблюдения при наземно-скважинной съемке.

система сбор данных XZone Fly Lander. Центральная станция регистрации собрана на базе полноприводного автомобиля Газель ГАЗ-27057. Съемка была проведена весной и осенью 2023 года.

Обработка сейсмических данных наземно-скважинной съемки

Цифровая обработка скважинных полевых сейсмограмм включала следующие этапы: ввод сейсмограмм и их преобразование из полевого формата SEGД во внутренний формат Paradigm Echos; заполнение заголовков сейсмотрасс; сортировку сейсмотрасс с целью формирования сейсмограмм поверхностной расстановки и одноканальной для погружного прибора по каждому отработанному ПВ; объединение одноканальных сейсмограмм погружного прибора, полученных с четырёх ПВ в одну; цифровую фильтрацию объединённой сейсмограммы с записью отклика от погружного прибора.

Наиболее сложным и важным этапом обработки было подавление случайных и гармонических шумов на трассах погруж-

ных приборов. Их появление на сейсмозаписи связано с действующей инфраструктурой месторождения, и они имеют техногенную природу. Анализ спектров мощности этих трасс показал наличие высокоэнергетических гармоник. Часто их уровень в несколько раз превосходил интенсивность частотных составляющих полезного сигнала. Состав и параметры этих помех на исследуемых скважинах не сохранялись постоянными. Эта ситуация требовала индивидуальную настройку процедур фильтрации и их подбор. Обычные процедуры частотной фильтрации с помощью трапецеидальных фильтров оказались не эффективными. Для подавления такого рода помех были использованы специальные процедуры обнаружения монохроматических и узкополосных помех путём поэлементного анализа компонент спектра мощности в заданном диапазоне частот и вырезании из этого спектра указанных помех.

После обработки сводных сейсмограмм СММ были оцифрованы времена первых вступлений проходящих волн от

каждого ПВ до скважинного модуля. В результате были рассчитаны скорости проходящих волн для каждой скважины для весенней и осенней съемки.

Обработка сейсмических данных наземной линейной съемки

При выполнении исследований основное внимание было уделено возможности изучения ЗМС по первым вступлениям. Это обусловлено тем, что при цифровой обработке сейсмограмм малоглубинной сейсморазведки не удаётся корректировать статические поправки по опорным сейсмическим горизонтам. Эффективным приёмом является подход, основанный на использовании первых вступлений.

Граф цифровой обработки был направлен на проведение кинематической обработки. Регулировка амплитуд была выполнена по сценарию стационаризации сейсмозаписи. Для расчёта статики использованы первые вступления волн. Были оцифрованы вступления прямой волны и первой преломлённой. Для пикировки использовался алгоритм на основе нейронных сетей. Качество полученного материала позволяет ка-

чественно выполнить пикировку. По временам вступлений этих волн были рассчитаны статические поправки за ПВ и ПП.

Важным элементом графа была технология «LIFT» (Paradigm Geophysical). Предложенный вариант этой технологии объединял модули, нацеленные на подавление случайных, интенсивных гармонических, обусловленных техногенными факторами, и регулярных волн-помех. Результат обработки по данной технологии контролировался на отсутствие пространственного аляйсинг-эффекта. Поскольку на площади исследований наблюдались вариации параметров техногенных шумов и регулярных волн-помех, при обработке каждого профиля требовалась индивидуальная настройка фильтров. Технология «LIFT» применялась перед этапом оптимизации кинематических поправок.

Анализ результатов проведения наземной линейной съемки

Рассмотрим результаты наземной линейной съемки на одном из месторождений. Взаимное расположение сейсмических профилей и горизонтальных сква-

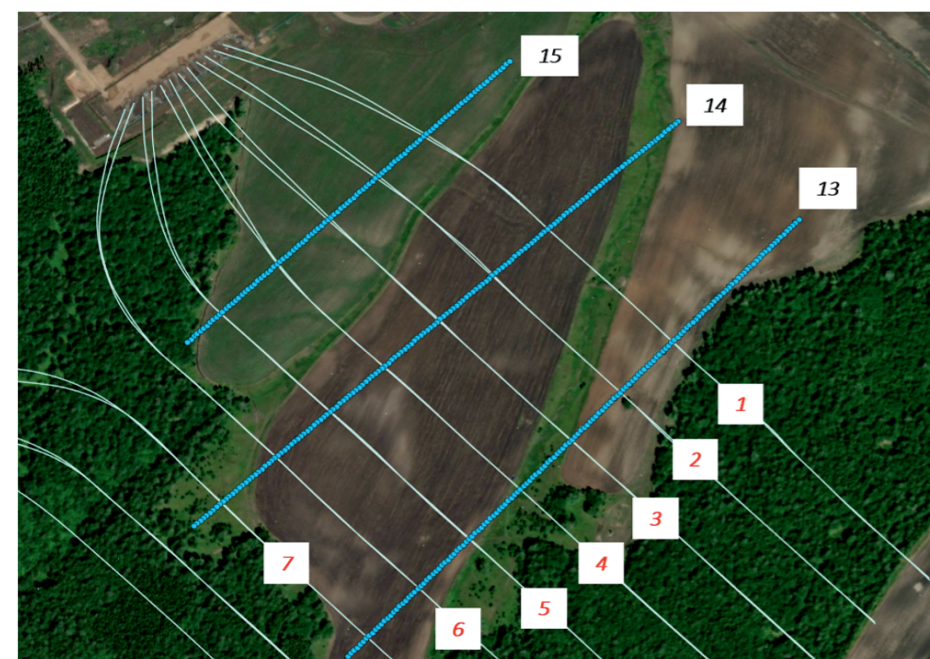


Рис. 3. Схема взаимного расположения сейсмических профилей и пар горизонтальных скважин.

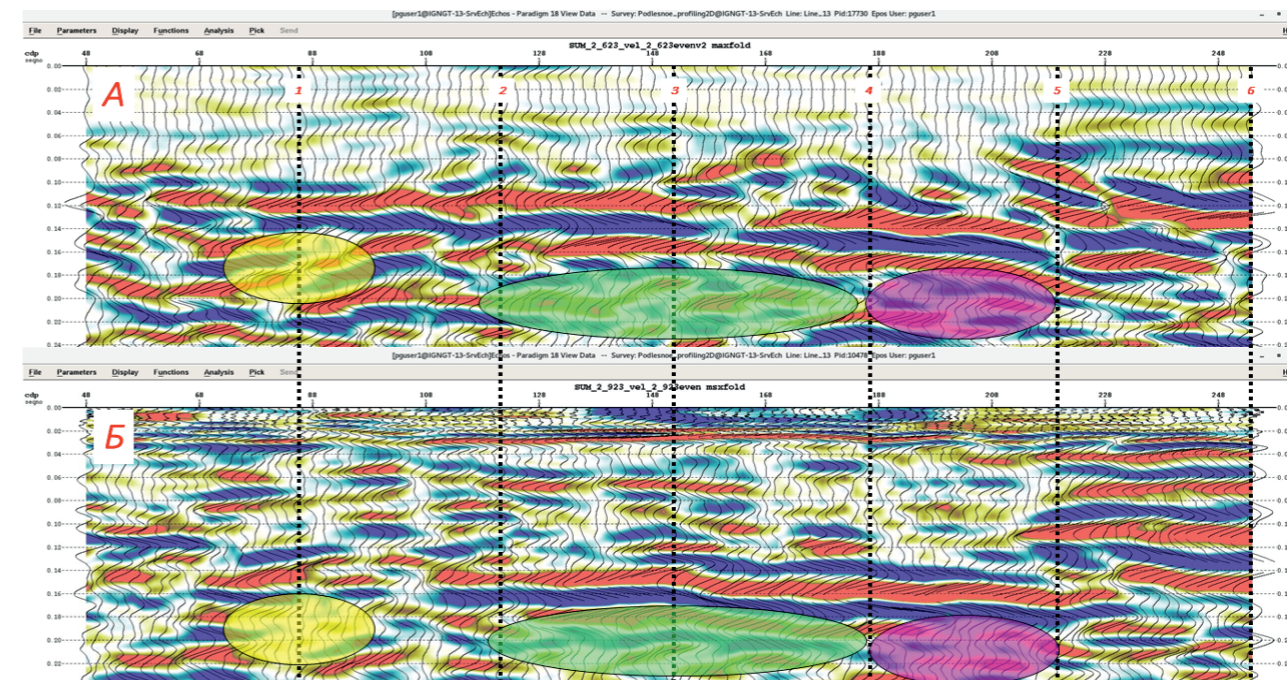


Рис. 4. Временные разрезы по профилю 13. А – весенняя съемка, Б – осенняя съемка. Желтая область – участок прогрева горизонтальными скважинами 1, зеленая область – скважины 2-4, фиолетовая – 4-5.

жин представлено на схематическом рисунке (рис. 3). На временных разрезах и скоростных моделях номера пикетов соответствуют номерам общих глубинных (средних) точек.

Для выявления изменений картины между съемками были проанализированы волновые поля одному из профилей, а также проведено соотношение с данными по разработке горизонтальных скважин, которые пересекают данный профиль.

Верхняя часть разреза профиля 13 является сложным объектом исследования из-за ее неоднородности в поле упругих параметров (рис 4). Однако, на полученных разрезах опорные отражающие горизонты (кровля среднеспирифирового известняка и кровля лингуловых глин – покрышки залежи) уверенно прослеживаются практически по всей длине профилей. Тем не менее интерпретация здесь в какой-то степени выполняема на качественном уровне.

На участке возле пары горизонтальных

скважин 1 в зоне закачки пара произошли значительные изменения динамических характеристик отражений. Амплитуды значительно падают, таким образом, вся область наблюдается одинаковой интенсивности. Согласно данным параметров разработки этой пары скважин, здесь происходит рост объемов закачки пара в период между съемками.

В области разработки пар скважин 2–4 никаких значимых изменений на временном разрезе не наблюдается, это подтверждается параметрами разработки этих скважин, где объемы закачки пара и добычи нефти стабильны.

На временном разрезе в области между скважинами 4 и 5 ситуация аналогична, как и в области 1-й скважины. Амплитудная выраженность заметно уменьшается. В этой зоне закачка пара тоже росла большими темпами. У этой пары скважин объем добытой нефти за прошедший период в целом сопоставим с парой 1, однако, по сравнению с ней, темп роста посуточной добычи более плавный.

Анализ полученных временных разрезов позволяет убедиться в том, что изменение параметров разработки, посредством закачки пара, находит свое проявление в волновом поле на временных разрезах. Таким образом подтверждается взаимосвязь между закачкой пара, понижением вязкости флюида и изменениями упругих свойств коллектора.

Тем не менее необходимо улучшать процедуры обработки, применять новые алгоритмы и технологии для получения более качественных данных и повышения достоверности сейсмического мониторинга.

Выводы

В целом можно сказать о том, что мониторинг малоглубинной сейсморазведкой достаточно эффективен как контроль за разработкой залежей сверхвязкой нефти. Это достигается за счет преимуществ данного геофизического мониторинга, главные из которых это оперативность, стоимость и информативность.

Полевые работы выполняются достаточно быстро в силу специфики малоглубинной сейсморазведки: малая длина профилей, небольшие расстояния между ПП, короткие активные расстановки – позволяют оперативно разматывать и сматывать полевое оборудование. Короткий шаг между ПВ также способствует достижению планового количества отработанных физических наблюдений в день. Таким образом полевой этап сейсморазведочных работ является хорошо оптимизированным по отношению ресурсов человеческих сил и оборудования.

Конечно же, специфика малоглубинной геофизики накладывает свои особенности в обработке сейсмических данных, например необходимость учи-

тывать зону малых скоростей, неоднородность верхней части разреза как по глубине, так и по латерали и так далее в силу неглубокого залегания объектов исследования. Однако коллективом авторов накоплен достаточное количество опыта для обработки таких нестандартных с точки зрения традиционной сейсмоки данных глубин первых сотен метров.

Показанные примеры в статье подтверждают, что результаты обладают достаточной информативностью, чтобы ими пользоваться для оптимизации управления парогравитационным процессом для обеспечения полноты выработки запасов сверхвязкой нефти. Это все достигается за счет адекватной фиксации температурных изменений в продуктивном пласте данной методикой проведения геофизических исследований.

Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

1. Вахитов Г. Г., Симкин Э. М. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов. — М.: Недра, 1985. — С. 230.
2. Войтович С.Е., Ахманова Т.П., Акчурина Н.В. Основные принципы подсчета запасов сверхвязких нефтей Республики Татарстан, Георесурсы 2013 1 (51) стр. 13-16.
3. Климущин И.М. Геолого-промысловые основы подготовки к разработке месторождений высоковязких нефтей и природных битумов: Автореф. Дис...

доктора геол.-мин. наук. – М. РГУ нефти и газа им. Акад. И.М. Губкина, 1998. 56 с.

4. Мартос В.Н. Разработка залежей тяжелых и вязких нефтей. М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 40 с.

5. Ситдииков Р.Н., Степанов А.В. "Применение математического моделирования в обработке данных малоглубинной сейсморазведки при детализации строения залежей СВН" // Учен. зап. Казан. унта. Сер. Естеств. науки. 2015. Т. 157, кн. 4. С. 82-95.

6. Степанов А.В. Опыт изучения отложений верхнего отдела пермской системы западного склона Южно-Татарского свода малоглубинной сейсморазведкой 2D/А.В. Степанов, Р.Н. Ситдииков// Осадочные планетарные системы позднего палеозоя: стратиграфия, геохронология, углеводородные ресурсы [Электронный ресурс]: сборник тезисов Международной стратиграфической конференции Головкинского 2019 (24-28 сентября 2019 г., Казань, Россия). – Казань: Издательство Казанского университета, 2019. – С.279-281.

7. Степанов А.В. Результаты изучения терригенного коллектора при SAGD малоглубинной сейсморазведкой 2D на Ашаль-чинском месторождении СВН/А.В. Степанов, Р.Н. Ситдииков, А.В. Головцов // «Геомодель-2016»: сборник междунар. науч.-прак-тической конф.

8. Степанов А.В., Ситдииков Р.Н. (2014) О возможности использования малоглубинной сейсморазведки при детализации строения залежей сверхвязкой нефти на этапе их разведки в условиях западного склона Южно-Татарского свода // Нефтяное хозяйство. № 10. С. 40-43.

9. Степанов А.В., Ситдииков Р.Н., Головцов А.В., Нурғалиев Д.К., Амерханов М.И., Лябипов М.Р.. Пат. 2708536 Российская Федерация, МПК G01V 1/50

(2006.01); G01V 1/00 (2006.01); G01V 1/28 (2006.01); G01V 1/30 (2006.01) Способ сейсмического мониторинга разработки мелкозалегающих залежей сверхвязкой нефти / - №2017146989; заявл. 29.12.2017; опубл. 09.12.2019, Бюл. №34.

10. Степанов А.В., Ситдииков Р.Н., Головцов А.В.. Информативность малоглубинной сейсморазведки в зоне закачки горячего теплоносителя в терригенный пласт-коллектор при SAGD на Ашальчинском месторождении СВН // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы Международной научно-практической конференции. - Казань: Изд-во "Ихлас", 2015. - С.285-287.

11. Степанов А.В., Ситдииков Р.Н., Головцов А.В.. Результаты исследований малоглубинной сейсморазведкой 2D зоны закачки горячего теплоносителя в терригенный пласт Ашальчинского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2015 - №9. С. 82-85.

12. Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Татарстана. Казань: ООО «ПФ Гарт». 2008. 349 с.

13. Яраханова Д.Г. О перспективах процессов освоения сверхвязких нефтей и природных битумов горизонтальными скважинами, Георесурсы 2015, 3 (62) стр. 53-56.

14. Baishali Roy, Phil Anno, and Michael Gurch, (2008), "Imaging oil-sand reservoir heterogeneities using wide-angle prestack seismic inversion," The Leading Edge 27: 1192-1201.

15. BP Statistical Review of World Energy, 2022, электронный ресурс: www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf.

16. Chopra S., Lines L. Introduction to

this special section: Heavy oil // Lead. Edge. 2008. Vol. 27, №9. P. 1104–1106.

17. De-hua Han, Jiajin Liu, and Michael Baztle, (2008), "Seismic properties of heavy oils—measured data," The Leading Edge 27: 1108-1115.

18. EI Statistical Review of World Energy, 2023, электронный ресурс: www.energyinst.org_data/assets/pdf_file/0004/1055542/EI_Stat_Review_PDF_single_3.pdf.

19. Evan Bianco, Sam Kaplan, and Douglas Schmitt, (2008), "Seismic rock physics of steam injection in bituminous oil reservoirs," The Leading Edge 27: 1132-1137.

20. Meyer, R. F., and E. Attanasi, 2003, Heavy oil and bitumen – strategic petroleum resources: USGS Fact Sheets, Reston, VA, U. S. Geological Survey, 7.

21. S. C. Maxwell, J. Du, and J. Shemeta, (2008), "Passive seismic and surface monitoring of geomechanical deformation associated with steam injection," The Leading Edge 27: 1176-1184.

22. Schmitt, D., 2005, Heavy and Bituminous oils: Can Alberta save the world? Preview, 22–29.

23. Sitdikov R.N, Stepanov A.V, Gareev M.R., The study of the variability of the upper part of the geological section to improve the accuracy of seismic monitoring/R.N. Sitdikov, A.V. Stepanov, M.R. Gareev, A.V. Golovtsov//6th International Conference GeoBaikal 2020; Irkutsk; Russian Federation: Conference Proceeding - EAGE Publications BV - 2020. - Volume 2020, p.1 -5.

24. Toru Nakayama, Akihisa Takahashi, Leigh Skinner, and Ayato Kato, (2008), "Monitoring an oil-sands reservoir in north-west Alberta using time-lapse 3D seismic and 3D P-SV converted-wave data," The Leading Edge 27: 1158-1175.

Подробнее об авторах



Ситдииков
Рузиль Нургалиевич,

КФУ, ИГиНГТ, кафедра геофизики и геоинформационных технологий, старший преподаватель.



Крылов
Павел Сергеевич,

КФУ, ИГиНГТ, старший научный сотрудник, к.г.-м.н.



Гараев
Фагим Назипович,

КФУ, ИГиНГТ, кафедра геофизики и геоинформационных технологий, лаборант.



Харисов
Айрат Гумерович,

КФУ, ИГиНГТ, кафедра математических методов в геологии, старший преподаватель.