

Геофизический мониторинг разработки залежей сверхвязкой нефти с применением скважинной сейсморазведки

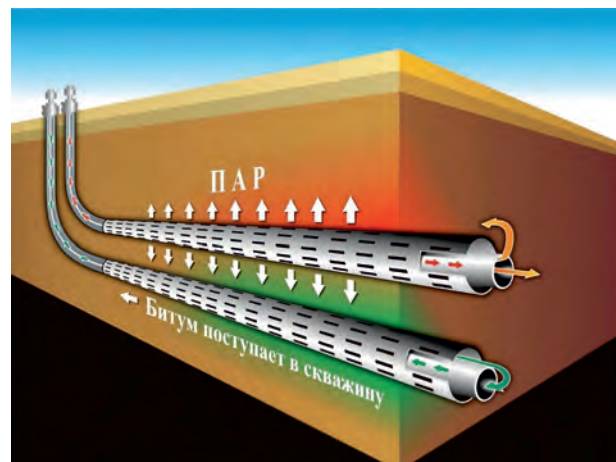
■ Файзетдинов Г.Р., Косарев Я.С., Крылов П.С., Ситдинов Р.Н.,
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань.

Аннотация: В статье рассмотрен опыт применения скважинной сейсморазведки для мониторинга разработки залежи сверхвязкой нефти методом парогравитационного дренирования (SAGD). Описана технология проведения полевых работ и представлены результаты полевых наблюдений, обработки и анализа данных, что позволяет оценивать распространенность паровой камеры в разрабатываемом пласте. Метод показывает высокую эффективность для оперативного контроля теплового воздействия на залежь.

Ключевые слова: скважинная сейсморазведка, SAGD, сверхвязкая нефть, сейсмический мониторинг, интервальная скорость.

Многолетние исследования, посвященные выявлению особенностей и изучению залежей нефти на территории Татарстана, а именно на юго-восточной части республики (Акишев, 1959; Муслимов и др., 1995; Хисамов и др., 2006, 2010), стали предпосылками к активной разработке месторождений сверхвязкой нефти (СВН) в настоящее время. При добыче сверхвязкой нефти в России наиболее доминирующими являются тепловые методы (Халикова, 2013), в частности, парогравитационное дренирование (SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage). При этом методе в продуктивный пласт через верхнюю горизонтальную скважину закачивают пар, а из парной нижней горизонтальной скважины после прогрева и установления гидродинамической связи между скважинами происходит извлечение флюида, иначе говоря, паробитумная эмульсия стекает в добывающую скважину под действием силы тяжести и откачивается на поверхность (рис. 1) (Валовский, 2018; Strobl, R. 2013).

Для эффективной разработки месторождений СВН с применением парогравитационного дренирования, необходимо обращаться к методам геофизического мониторинга (Степанов и др., 2019), в частности скважинной сейсморазведки,



▲ Рис. 1. Принципиальное изображение паровой камеры (Топп, R. 2010).

которая позволяет получать данные для контроля за расположением источника термического воздействия в области добычи. Возникающий контраст акустического импеданса между зонами с твердым углеводородным компонентом и расплавленным является ключевым фактором (Bianco et al. 2008), откуда следует латеральная изменчивость скоростей прохождения упругой волны, а при динамике этих скоростей со временем возникает возможность выявления тенденции распространения флюида пониженной вязкости на период между съемками, которая, представляя собой целевой результат, является основой мониторинга для дальнейшей более эффективной добычи.

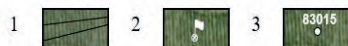
Цели и задачи исследования

Основополагающей целью проводимого исследования является создание предпосылки к росту эффективности и рентабельности от производимой разработки залежей СВН. Достижение этой цели с использованием описываемого метода невозможно без решения следующих задач: проведение измерительных работ на скважинах, расчет скоростей, мониторинг для выявления динамики скоростей упругих волн, оценка распространённости камеры теплового воздействия на пласт.

Объект исследования

Исследуемый объект – массив породы, мощностью 90–110 м, характеризующийся нижней песчано-глинистой и верхней песчаной пачками шешминского горизонта уфимского яруса (Петров, 2000), где сосредоточены скопления связного с самой породой углеводородного вещества сложной формы.

- ▼ *Рис. 2. Космический снимок территории объекта (1 – стволы горизонтальных скважин; 2 – не рабочие на момент мониторинга контрольно-измерительные скважины; 3 – рабочие на момент мониторинга контрольно-измерительные скважины).*



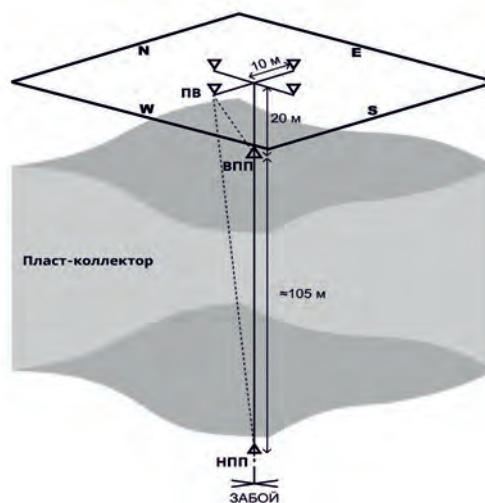
Методика и технология сейсморазведочных работ

Примененный метод скважинной сейсморазведки базируется на измерении времени пробега упругой волны по вертикали между фиксированными по глубине приемниками. Данная методика, по существу, является адаптированным упрощенным вариантом вертикального сейсмического профилирования.

Вертикальное сейсмическое профилирование основано на изучении волновой картины во внутренних точках среды, близлежащей к скважине, у устья которой расположен источник колебаний (Силаев, 2018; Воскресенский, 2010).

На территории исследования пробурены контрольно-измерительные скважины (рис. 2), в которые были опущены сейсмические приемники. Нижний приемник располагается под подошвой песчаного пласта, верхний приемник расположен на небольшой глубине для учета изменений в верхней части разреза. На поверхности, около устья скважины, располагаются 4 пункта возбуждения на ортогональных друг другу линиях. Возле каждого ПВ размещаются пункты приема для дополнительного контроля работы источника на ПВ (рис. 3).

- ▼ *Рис. 3. Схема расположения пунктов взрыва и пунктов приема около устья скважины и в стволе скважины.*



Для эффективности и информативности мониторинга добычи тяжелой нефти требуется как минимум два сейсмических исследования в два разных времени (Chopra et al. 2010) – сейсмические исследования были проведены весной и осенью 2024 года.

Полевые работы были организованы следующей технической базой: ударная аппаратура включала в себя невзрывной импульсный источник «Енисей ЭМ-1.6», модернизированный внедрением колесного шасси на питающий блок; сейсмоприемники; система синхронизации ССВ-2; центральная система регистрации (ЦСР) Fly Lander и телеметрическая система сбора данных XZone той же серии. ЦСР укомплектован и собран на борту фургона отечественного производства.

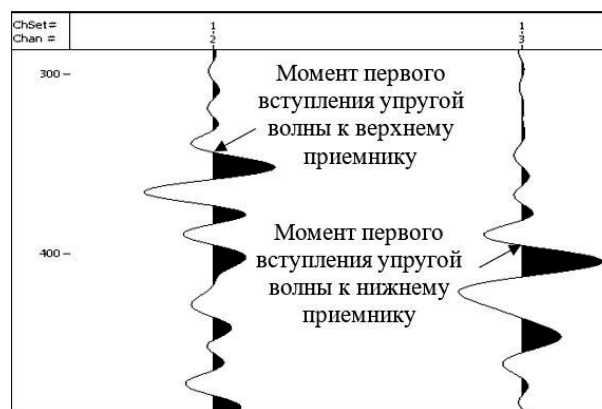
Подготовка и обработка данных

Полученные с каждого скважинного приемника сейсмические трассы являются результатами полевых работ, по которым в дальнейшем после обработки снимаются данные в виде времен прихода волны к верхнему и нижнему приемнику. Предварительно производится фильтрация полевых данных от различных гармонических и нерегулярных помех. Основная цель предварительной обработки добиться четкого различия импульса на входной трассе (рис. 4).

Разница времен первых вступлений при известном расстоянии между приемниками позволяет вычислять скорость прохождения волны v на промежутке разреза, верхним и нижним пределом которого являются глубины соответствующих приёмников.

Результаты исследования

Дальнейший анализ и визуализация данных позволяет выявить картину



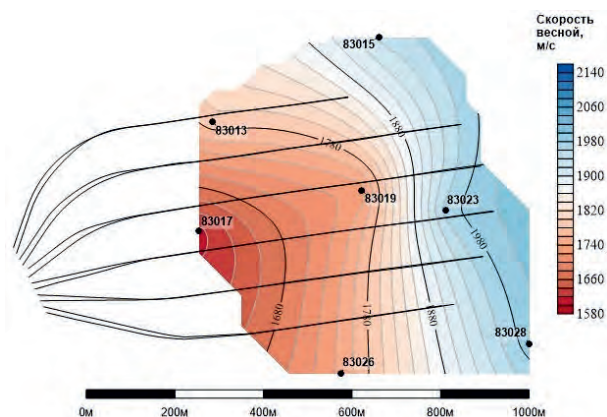
▲ Рис. 4. Фрагмент сейсмограммы с двумя сейсмотрассами, приуроченными к скважинным приемникам.

интервальных скоростей и оценивать текущую сейсмогеологическую обстановку, и оценивать области возможного термического воздействия пара на разрабатываемый пласт-коллектор, которое приводит к понижению вязкости флюида и делает возможным его дальнейшее извлечение на поверхность.

В результате обработки полевых данных для обеих съемок выявилась закономерность снижения интервальных скоростей в направлении от забоя к устью стволов горизонтальных скважин, на картах это визуализировано цветовым решением как переход от менее прогретой зоны к более прогретой (рис. 5 и рис. 6).

Для оценки распространенности фронта воздействия горячего пара на пласт за период от весны к осени были рассчитаны разницы интервальных скоростей, иначе говоря, их изменение за известный промежуток времени под той или иной точкой территории, по этим данным также была построена карта: во внутрь от изолинии нулевого изменения, где скорости упали - можно обозначить более высокие температуры, а к периферии, где скорости не изменились или немного стали выше - температуры ниже, что также визуализировано градиентом цветов на карте (рис. 7).

Следовательно, можно предполо-



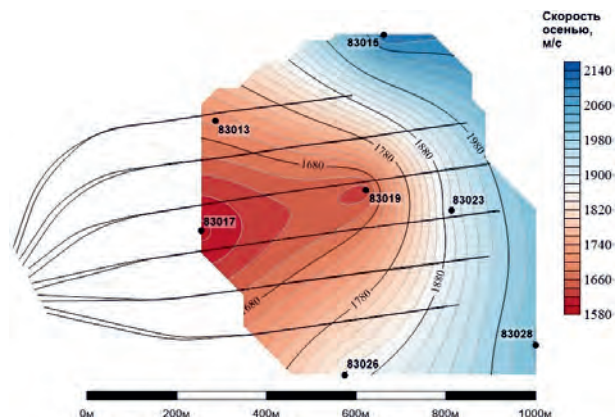
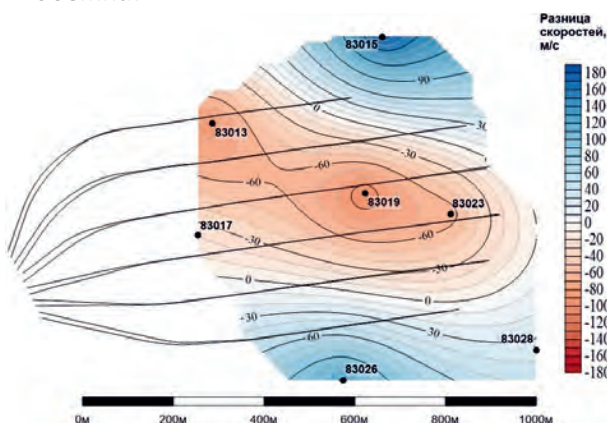
▲ Рис. 5. Карта интервальных скоростей по данным весеннего мониторинга.

жить, что в этой области за известный период времени было наибольшее воздействие горячего пара, что и привело, в свою очередь, к снижению вязкости флюида в породе, и к понижению скорости упругой волны.

Выводы

Проведенное исследование демонстрирует пользу скважинной сейсморазведки в решении задач геофизического мониторинга, а именно в выявлении зоны прогрева пласта за определенный период. В свете скважинных наблюдений следует отметить и экономическую эффективность вопроса, поскольку исключение спускоподъемных работ и применение невзрывного поверхностного источника значительно снижают затраты при реализации самого монито-

▼ Рис. 7. Карта изменения интервальных скоростей по данным весенней и осенней съемки.



▲ Рис. 6. Карта интервальных скоростей по данным осеннего мониторинга.

ринга. К тому же преимуществом этого метода является высокая скорость организации полевых работ и обработка полевых данных, с получением предельно ясных физических величин.

Эффективность добычи трудноизвлекаемых углеводородов, что особенно актуально в условиях истощения традиционных запасов нефти, напрямую зависит от корректного использования комплексного подхода геофизических методов мониторинга процесса разработки.

Благодарности

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

Литература:

1. Акишев И. М. Особенности строения и нефтеносности терригенной толщи девона на северном и северо-западном склонах ЮТС // Ученые записки КГУ. — 1959. — Т. 119, кн. 2. — С. 49–76.
2. Воскресенский Ю. Н. Полевая геофизика: учеб. для вузов. — М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. — 479 с.: ил.
3. Муслимов Р. Х., Войтович Е. Д., Бадамшин Э. З., Лебедев Н. П., Смелков В.

М., Успенский Б. В. Размещение и освоение ресурсов природных битумов Татарстана // Геология нефти и газа. — 1995. — № 2. — С. 7–9.

4. Петров Г. А. Литолого-фациальный анализ битумоносных комплексов верхнепермских отложений в связи с оценкой ресурсов битумов на территории Татарстана: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — Казань, 2000. — 27 с.

5. Скважинная сейсморазведка по методу глубинного сейсмического торпедирования: монография / В. А. Силаев; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. — Электрон. дан. — Пермь, 2018. — ISBN 978-5-7944-3057-8.

6. Степанов А. В., Ситдилов Р. Н., Головцов А. В., Нургалиев 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.

7. Халикова Д. А., Петров С. М., Башкирцева Н. Ю. Обзор перспективных технологий переработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов // Вестник Казан. технол. ун-та. — 2013. — № 3 (16). — С. 1–2.

8. Хисамов Р. С., Гатиятуллин Н. С., Шаргородский И. Е., Войтович Е. Д., Войтович С. Е. Геология и освоение залежей природных битумов РТ. — Казань : Фэн АН РТ, 2006. — 295 с.

9. Хисамов Р. С., Султанов А. С., Абдулмазитов Р. Г., Зарипов А. Т. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей. — Казань: Фэн АН РТ, 2010. — 335 с.

10. Эксплуатация скважин установка-

ми электропогружных центробежных насосов на нефтяных месторождениях Татарстана / В. М. Валовский [и др.]. — М. : Изд-во «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2018. — 472 с. — ISBN 978-5-93623-035-6.

11. Bianco, E., Kaplan, S., Schmitt, D. Seismic rock physics of steam injection in bituminous oil reservoirs // The Leading Edge. — 2008. — Vol. 27, № 9. — P. 1132–1137. — DOI: 10.1190/1.2978975.

12. Chopra, S., Lines, L., Schmitt, D., Batzle, M. Heavy-Oil Reservoirs: Their Characterization and Production // Heavy Oils. — 2010. — P. 1–69. — eISBN: 978-1-56080-223-5.

13. Strobl, R. Integration of steam-assisted gravity drainage fundamentals with reservoir characterization to optimize production // Heavy-oil and oil-sand petroleum systems in Alberta and beyond: AAPG Studies in Geology 64 / ed. by F. J. Hein, D. Leckie, S. Larter, J. R. Suter. — 2013. — P. 639–653.

14. Tonn, R. Depth Conversion and Seismic Lithology Inversion of a McMurray Oil Sands Reservoir // CSEG RECORDER. — 2010. — P. 26–35.