

ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ СПОСОБОВ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕГЛУБОКИХ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ SAGD

Ситдиков Р.Н.¹, Степанов А.В.¹, Нургалиев Д.К.¹, Гареев М.Р.¹, Головцов А.В.¹

¹ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань,
rsitdikov@outlook.com.

Актуальность проблемы

В настоящее время промышленное освоение месторождений природных битумов в России представляет повышенный интерес. По сравнению с добычей обычной нефти, добыча сверхвязких нефтей и битумов – капиталоемкий и дорогостоящий процесс. Требуются специальное, иногда уникальное оборудование, а также применение нетрадиционных технологий и методов добычи для извлечения высоковязких нефтей и битумов на поверхность.

На месторождениях СВН РТ наиболее оптимальным способом добычи является технология парогравитационного дренирования (SAGD), суть которой заключается в бурении пары горизонтальных скважин, расположенных в пласте друг над другом [1]. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной «паровой камеры», за счет чего высоковязкий битум разжижается и под действием силы тяжести фильтруется к нижней скважине. Применимость данного метода обусловлена небольшой глубиной залегания битума. Геостатическое давление на этой глубине позволяет поддерживать приемлемое давление пара при закачке.

В изотропной среде температура вокруг инжекторной скважины должна распределяться равномерно. В действительности тепловое поле, устанавливающееся при закачке теплоносителя в терригенный пласт-коллектор, принимает весьма сложное распределение, контролируемое неоднородностью и анизотропией геологической среды, и технологическими режимами работы парных SAGD-скважин. Зона с измененными физико-химическими свойствами СВН вследствие паротеплового воздействия (парокамера) эволюционирует в пространстве непредсказуемо. Поэтому, возникает необходимость контроля пространственного положения и геометрических размеров парокамеры.

Получение актуальных данных о форме, размерах и развитии паровой камеры и выработанности пластов при разработке методом парогравитационного дренажа является важнейшей информацией, на основе которой можно управлять и оптимизировать подачу пара, добиваться экономии его объемов, что эквивалентно уменьшению энергопотребления и себестоимости добываемого сырья.

Указанную выше информацию можно получить с помощью мониторинговых наблюдений. Эффективным геофизическим методом выполнения такого мониторинга является сейсморазведка. Ее эффективность основывается на том, что закачка теплоносителя и добыча тяжелой нефти независимо от способа изменяют такие свойства горных пород, как скорость и затухание сейсмических волн, плотность флюидов.

Однако использование сейсмических методов для мониторинга разработки неглубоко залегающих залежей СВН затруднено в связи с их недостаточно высокой разрешающей способностью в верхней части разреза, который представлен рыхлыми слабосцементированными породами. Так же существует ряд проблем, связанных с получением, цифровой обработкой и интерпретацией полевых сейсмограмм при стандартных методиках сейсмической съемки в случае мелкозалегающих залежей, т.к. традиционная сейсморазведка нацелена на большие глубины, чем глубины залегания битума в Татарстане. Поэтому применимость сейсмических наблюдений в качестве способа контроля разработки залежи по технологии SAGD требует физического обоснования в каждой конкретной ситуации, также как и планируемые полевые методики сейсмических наблюдений.

Полноволновое математическое моделирование синтетических волновых полей является необходимым инструментом для выполнения не только такого обоснования, но и позволяет выбрать оптимальные параметры сейсмических систем наблюдения, планируемых

к использованию при мониторинговых наблюдениях. Ниже рассмотрены практические примеры использования математического моделирования, реализованные авторами при решении ряда прикладных задач в связи с разработкой методики геофизического мониторинга на залежах, разрабатываемых по технологии SAGD. «Залежь 1» и «Залежь 2», о которых упоминается ниже, относятся к верхнепермскому терригенно-карбонатному битумоносному комплексу.

1. Параметрическое обеспечение процесса моделирования

Для построения корректной сейсмогеологической модели, которая будет использоваться для математического моделирования, необходимо иметь сведения о структурном каркасе исследуемого объекта, а также данные об упругих свойствах пластов, которые формируют непрерывную геологическую среду. Необходимый минимум информации предоставляет стандартный комплекс ГИС и дополнительные методы каротажа, такие как плотностной и акустический каротажи.

Стандартный комплекс ГИС обеспечивает данными о строении среды: количество пластов, их мощности, глубины залегания и т.д. Для более полной и подробной информации о строении геологической среды можно дополнительно использовать структурные карты территории, геологические разрезы по профилям.

Плотностной и акустический каротаж предоставляют сведения об упругих свойствах среды, такие как плотность, скорость продольных волн и, в некоторых случаях, скорость поперечных волн. Уточнить упругие свойства могут данные вертикального сейсмического профилирования (ВСП). Значительно эту задачу упрощают лабораторные петрофизические исследования керна (рис. 1.).

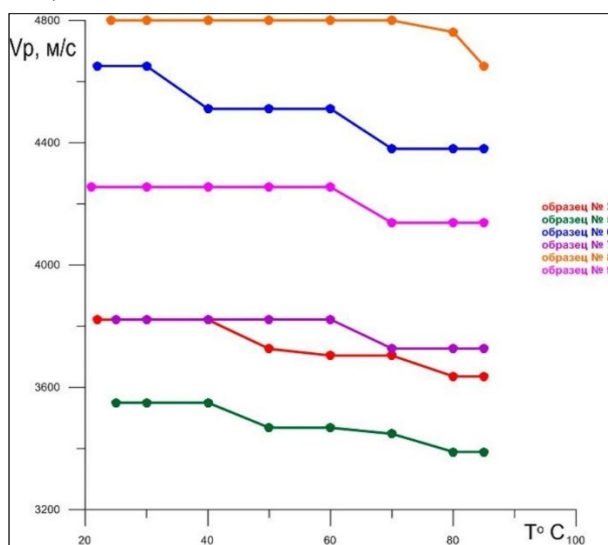


Рис. 1. Корреляционная зависимость V_p от температуры [2].

2. Обоснование применимости сейсморазведки для мониторинга с помощью моделирования

Математическое моделирование позволило авторам обосновать применимость сейсморазведки для мониторинга разработки Залежи 2 по технологии SAGD. Авторами изучена зависимость упругих свойств пород от температуры. В нашем распоряжении были результаты лабораторных исследований керна [2]. Следует отметить, что коэффициент корреляции практически во всех образцах равен 85 – 95 %. Это говорит практически о линейной зависимости скоростей продольных и поперечных волн от температуры. Используя установленные на керне зависимости скоростей от температуры нагрева, были промоделированы ситуации прогрева модели залежи в сейсмическом диапазоне частот (рис. 2). Получена величина временных задержек импульсов волн при разной степени прогрева

продуктивного пласта, которая позволила оценить необходимую точность временной дискретизации волнового поля при сейсмической съёмке.

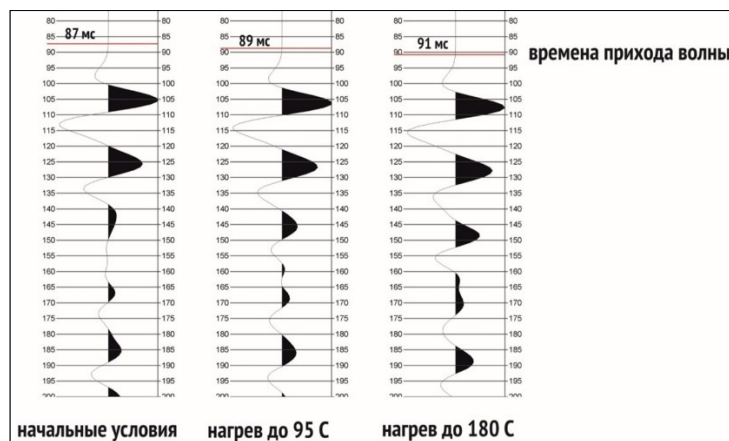


Рис. 2. Оцифрованные первые вступления волны при разных температурах, видны временные задержки – уменьшение скорости волны.

3. Амплитудные и скоростные аномалии и их фиксация малоглубинной сейморазведкой ОСТ

Рассмотрим пример математического моделирования Залежи 1, для неё были рассчитаны синтетические сейсмограммы. На этих сейсмограммах энергетически преобладают преломлённые и поверхностные волны, распространяющиеся в приповерхностной части геологического разреза. Битумонасыщение коллекторов проявляет себя в волновом поле появлением дополнительных осей синфазности средней интенсивности в интервале времён $0.19 \div 0.25$ с. После фильтрации исходных сейсмограмм по кажущимся скоростям на волновом поле становится доминирующей энергия отражённых волн (рис. 3) [3].

Видно, что битумная залежь при достаточной мощности создаёт дополнительные оси синфазности в поле отражённых волн, образующихся от верхнеуфимских отложений, наблюдаются также динамические и кинематические аномалии [3].

4. Выбор параметров систем наблюдения при использовании наземно-скважинной системы наблюдения

Для оптимизации методики проведения мониторинга добычи нефти на Залежи 2 по технологии SAGD на проходящих продольных волнах с помощью скважинного регистрирующего модуля [2] необходимо иметь представление о максимально возможном удалении сейсмического источника от устья скважины, в которой находится модуль. Это расстояние зависит от конкретного закона интервальных скоростей в среде. Для этого мы проводили процедуру лучевого трассирования на модели. Оно позволяет получить траекторию сейсмических лучей для заданного горизонта. Таким образом, отслеживается траектория каждого луча от источника до пункта приёма. Проводилось трассирование для множества вариантов удаления источника от устья скважины.

На удалениях источника от устья скважины больше 500 м, возникают кратные отраженные волны, которые могут быть приняты по ошибке за проходящую волну. Это нежелательный эффект и его надо избегать, поэтому удаление было уменьшено.

На средних удалениях от 200 до 500 м кратные отраженные волны не регистрируются скважинным прибором первыми. Однако вынос источника на такое расстояние нежелателен по другой причине. В разрезе есть несколько контрастных высокоскоростных слоев: среднеспириферовый и верхнеспириферовый известняки. В этих слоях падающие волны преломляются под большим углом и скользят по этому слою.

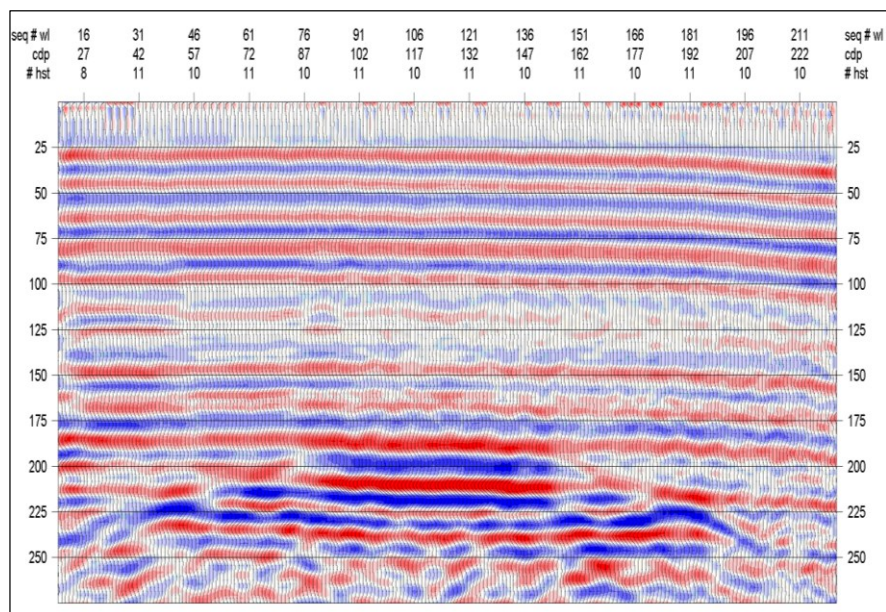


Рис. 3. Поле отражённых волн на синтетическом временном разрезе ОГТ для модели с битумной залежью.

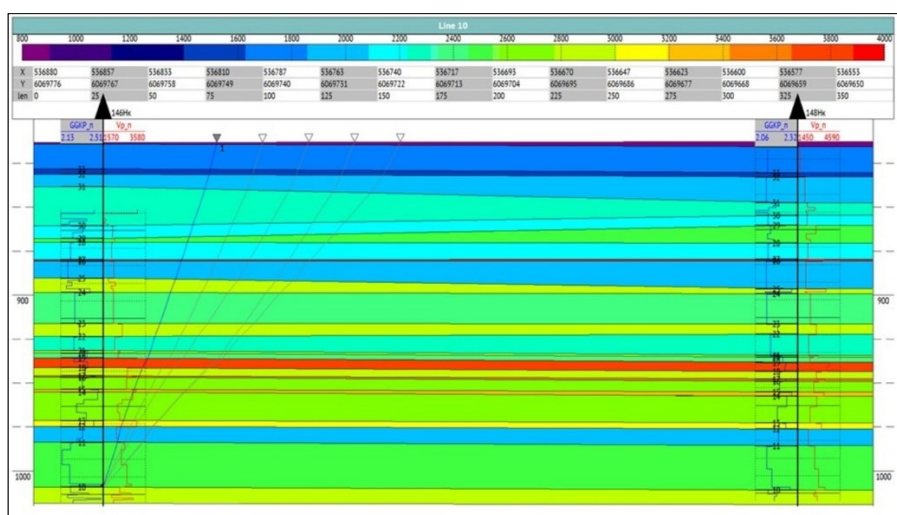


Рис. 4. Пример лучевого трассирования в программном комплексе Tesseract PRO.

На относительно ближних удалениях дело обстоит иначе. На расстоянии порядка 130 – 150 м волна не преломляется под большими углами по всему разрезу и ее можно считать проходящей. Через целевой пласт-коллектор проходит значительный отрезок пути. Таким образом, изменения свойств пласта будут регистрироваться значительно точнее по сравнению с большими удалениями.

5. Использование обменных PS-волн

Подход, определяющий различие между резервуаром и не резервуаром с использованием традиционной сейсмической интерпретации, оказался неоднозначным. Поэтому используют не традиционные методы интерпретации. Один из таких методов в изучении петрофизических свойств – анализ отношения скоростей продольных и поперечных волн (V_P/V_S). Изучение поперечных волн необходимо для определения литологии и петрофизических свойств резервуаров природных битумов.

В зависимости от сейсмических данных и количества доступных скважин коэффициент отношения V_P/V_S можно получить из измерений времени пробега на вертикальных и

радиальных компонентах многокомпонентных записи, из AVO-анализа, синхронной инверсии с использованием только компонент PP или совместной инверсии PP и PS [4].

Однако, чтобы практически реализовать эту возможность, необходимо сначала идентифицировать PS-волну на полевых сейсмограммах компонент Z и X малоглубинной сейсморазведки, которая находится в сложной интерференции с мощными волнами-помехами. Для этого, используя модель среды (рис.4), рассчитываются синтетические сейсмограммы по компонентам Z и X. На данных сейсмограммах идентифицируются оси синфазности отраженных PP и PS волн от кровли песчаной пачки шешминского горизонта уфимского яруса (рис.5). Идентификация проводится с помощью рассчитанных теоретических годографов и анализа особенностей распространения фронтов волн при моделировании (разные скорости распространения). Проанализировав характер волновой картины на синтетических сейсмограммах и установив интервал их прослеживания, выполняется анализ и обработка реальных сейсмограмм. Выделив необходимые годографы PP и PS волн, определяются их скорости, которые используются для определения петрофизических свойств коллектора.

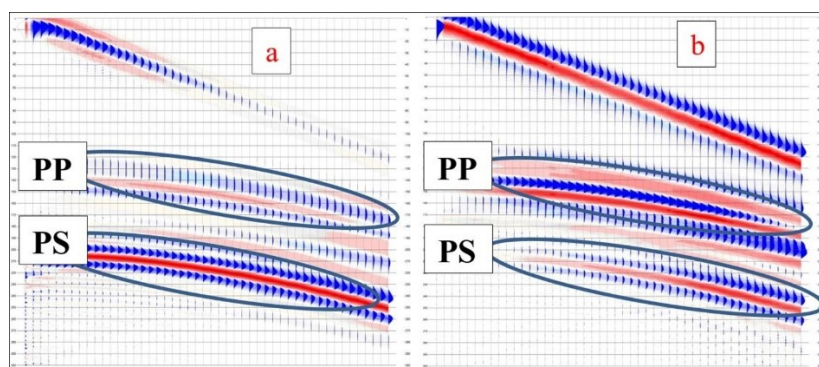


Рис. 5. PS волны от кровли песчаной пачки шешминского горизонта уфимского яруса

Выводы

Изложенные выше варианты применения моделирования синтетических полей в который раз подчёркивают важность этого этапа исследований. При этом следует указать, что результаты будут иметь высокую значимость только при наличии обширной петрофизической базы данных. В случае использования моделирования для трудно извлекаемых залежей СВН необходимую петрофизическую базу можно создать лишь при наличии уникальных установок, моделирующих процессы деформации свойств коллекторов при тепловом воздействии в пластовых условиях. Компенсировать затраты на разработку таких установок можно за счёт разработки экономичных технологий добычи.

Литература

1. *Комплексное освоение тяжёлых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан*/Р.Х.Муслимов, Г.В.Романов, Г.П.Каюкова и др. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ. 2012. – 396 с.
2. *Sudakov, V., Nurgaliev, D., Khasanov, D., Stepanov, A., Khamidullina, G., Kosarev, V., Usmanov, S., Zaripov, A., Amerkhanov, M.* [2016]. Technology of Integrated Monitoring of Steam Chamber Evolution during the Oil Production from the Shallow Deposits of Super-Viscous Oil. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 24-26 October, 2016, Moscow, Russia. - Document ID: SPE-182000-MS, DOI <http://dx.doi.org/10.2118/182000-MS>
3. *Ситдиков Р.Н., Степанов А.В.* Применение математического моделирования в обработке данных малоглубинной сейсморазведки при детализации строения залежей СВН // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки. – 2015. – Т. 157, кн. 4. – С. 82–95.
4. *Heavy Oils: Reservoir Characterization and Production Monitoring.* Edited by Chopra S. [et al.], - SEG geophysical developments series; no. 13, 2010, С.183-185.