

Апробация методики определения анизотропии проницаемости в трещиноватых карбонатных пластах по данным 3D гидропрослушивания

Э.С. Закиров^{1,2*}, Д.П. Аникеев^{1,2**}, И.И. Ибрагимов¹, А.А. Лутфуллин³, И.Х. Кашапов³

1 – Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

3 – ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

E-mail: *ezakirov@ogri.ru, **anikeev@ipng.ru

Аннотация. Сформулирована методика проведения информативного 3D гидропрослушивания на месторождении с трещиноватым карбонатным коллектором с учетом накопленного практического опыта и существующих технических и технологических ограничений наземного и внутрискважинного оборудования. Результаты подобного промыслового исследования могут использоваться для уточнения анизотропии пласта в 3D гидродинамической модели. Данная методика частично опробована на реальном объекте разработки. Выявленные в процессе проведения практического исследования проблемы и сложности позволили уточнить и расширить представляемую методику.

Ключевые слова: определение анизотропии пласта, 3D гидропрослушивание, промысловые исследования

Для цитирования: Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ибрагимов И.И., Лутфуллин А.А., Кашапов И.Х. Апробация методики определения анизотропии проницаемости в трещиноватых карбонатных пластах по данным 3D гидропрослушивания // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 31–43. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art3>

Введение

Первичную информацию об абсолютной проницаемости, а также относительных фазовых проницаемостях (ОФП), получают по результатам специализированных исследований кернов. Для определения анизотропии проницаемости требуется проведение серии фильтрационных экспериментов с ориентированным керном по различным направлениям. Проведение подобных исследований не всегда осуществимо в силу технических ограничений и/или состояния крупноразмерного керна. При этом под анизотропией понимается различие свойств среды (в данном случае абсолютной

проницаемости) в различных направлениях внутри самой исследуемой среды – продуктивного коллектора.

Главная проблема керновых экспериментов – точечность исследований: они не позволяют в полной мере описать всю сложность геологического строения исследуемого объекта. В силу наличия масштабного эффекта прямой перенос неаддитивных данных (абсолютной проницаемости, ОФП) с керна на геологическую или гидродинамическую модель выполнить не представляется возможным [1]. Для этого необходимо выполнять процедуру ремасштабирования (upscaling'a).

Для корректного однофазного upscaling'a требуется найти эквивалентный тензор абсолютной проницаемости в каждой точке пласта, а для многофазного – корректировать или не корректировать функции ОФП. При этом даже для многофазного upscaling'a принципиально правильно провести однофазное масштабирование.

Одной из важных проблем является корректное разделение значений максимального значения ОФП по насыщающему породе флюиду и абсолютной проницаемости. Например, при наличии притока только чистой нефти (что вполне достижимо при кратковременном опробовании) фильтрация в пласте будет контролироваться произведением абсолютной проницаемости на ОФП по нефти при остаточной воде. Для соответствующего корректного разделения необходимо привлекать дополнительную информацию. Один из подходов предложен в работе [2].

Часто модификация ОФП считается одним из инструментов для адаптации гидродинамической модели к истории разработки [3, 4]. Иногда такой инструмент применяется без учета физических основ протекающих в пласте процессов. На взгляд авторов, более корректным является учет косвенных данных гидродинамических и геофизических исследований о протекающих в пласте процессах. При этом важнее правильно оценить степень сообщаемости пласта по различным координатным направлениям, что и представляет собой по сути оценку анизотропии проницаемости.

Существует несколько различных подходов к определению анизотропии, характерной для максимального масштаба – масштаба пласта. Они способны оперировать как промысловыми данными, так и результатами интерпретации данных геофизических и гидродинамических

исследований скважин (ГИС и ГДИС). Например, в работах [5, 6] предлагается использовать промысловые данные, данные по обводненности добываемой продукции после прорыва воды, а также время прорыва воды. Оценки выполняются по результатам расчетов на 3D гидродинамической модели. Применение этого подхода требует хорошо адаптированной гидродинамической модели, адекватно воспроизводящей динамику добычи и обводненности продукции.

При практической реализации обсуждаемого в данной статье подхода с 3D гидропрослушиванием авторы столкнулись со сложностью определения уровней непроизводительной закачки в пласт. В такой ситуации опираться на данные по обводненности продукции затруднительно.

Существует ряд различных подходов к определению ОФП по комплексной интерпретации данных ГИС и ГДИС с регистрацией изменений различных физических полей [7, 8]. Существует также патент [9], описывающий подход к определению анизотропии проницаемости по данным исследования с двумя разносенными по вертикали зонами. Подобные исследования позволяют определять параметры в близкой к исследуемой скважине зоне.

В статьях [10–12] и патенте [9] специалисты лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов им. С.Н. Закирова Института проблем нефти и газа РАН предложили ряд специализированных технологий исследования скважин и пластов. Их главная цель – определение свойств пласта в условиях естественного залегания. Первая из указанных работ касается определения функций ОФП по результатам комплексной совместной интерпретации данных гидродинамических и геофизических исследований скважин по специализированным технологиям [10].

Альтернативой указанным подходам выступает проведение 3D гидропрослушивания [11, 12] с определением параметров всего пласта по различным координатным направлениям. Определяемая в рамках подобного исследования анизотропия отражает анизотропию на масштабе пласта, а не керна. Суть 3D гидропрослушивания состоит в создании волны давления в пласте за счет форсирования отбора или закачки в одной или нескольких возмущающих скважинах, сопровождающемся наблюдением динамик изменения давления в реагирующих скважинах, веером расположенных вокруг каждой возбуждающей скважины. Для достоверного определения вертикальной проницаемости требуется разнесение забоев реагирующих и возбуждающей скважин по вертикали.

Опыт предыдущих работ

В работе [11] представлен практический опыт интерпретации результатов 3D гидропрослушивания. На рис. 1 представлена схема размещения скважин при проведении данного исследования с разнесением забоев скважин по площади и вертикали одновременно.

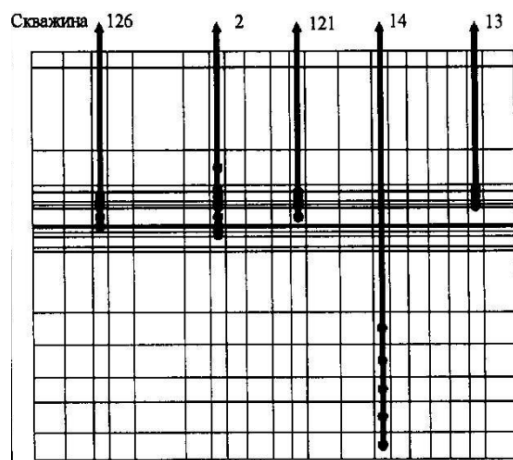


Рис. 1. Схема размещения забоев скважин на Памятно-Сасовском месторождении [11]

В рамках исследования [11] удалось определить пористость и три компонента тензора проницаемости в пяти зонах одновременно (20 уточняемых параметров). В результате была выявлена площадная анизотропия проницаемости пласта с выделенным направлением преимущественной фильтрации. Соответствующие выводы крайне важны для организации системы поддержания давления – располагать нагнетательные скважины по направлению преимущественной фильтрации не рационально.

Еще один положительный пример 3D гидропрослушивания представлен в работе [12]. В указанной статье в исследовании использовались две горизонтальные скважины. Перед проведением гидропрослушивания выполнена отработка добывающей и нагнетательной скважин с записью кривых восстановления давления (КВД) и кривых восстановления уровня (КВУ). По результатам традиционной интерпретации КВД и КВУ оценки проницаемости несколько различаются, но лежат в пределах первых единиц миллидарси. В добывающую скважину была спущена пара автономных манометров. Периодически они поднимались для подзарядки и считывания информации. Одной из проблем, повлиявших на точность данного исследования, оказалось влияние спуско-подъемных операций на показания манометров. Несмотря на минимальное различие в глубине установки (порядка единиц метров), их показания существенно различаются. Тем не менее по результатам обработки данных гидропрослушивания определены проницаемости по латерали и вертикали. Коэффициент анизотропии проницаемости по вертикали (понимаемый как отношение проницаемости вдоль напластования к проницаемости поперек напластования) составил 8,1. Определить подобную неоднородность на масштабе керна невозможно.

Новый объект для апробации методики

В качестве объекта исследования в работе была выбрана часть длительно разрабатываемой нефтяной залежи. Залежь характеризуется карбонатными отложениями. Наличие развитой системы трещин может оказаться одной из причин ухода нагнетаемой при поддержании пластового давления воды из моделируемого сектора.

По скважинам участка имелась определенная история разработки с фиксируемыми дебитами воды и нефти. Одним из предварительных требований к выбору

участка являлось отсутствие фонда добывающих скважин, совместно дренирующих более одного пласта.

Разными коллективами авторов для исследуемого объекта были независимо построены две альтернативные 3D гидродинамические модели. Обе модели охватывают область проведения исследований, но площади и представления о структуре пласта моделей разные.

Начальные нефтенасыщенности по данным моделям представлены на рис. 2. Средняя проницаемость по модели 1 – 16 мД, по модели 2 – 5,02 мД.

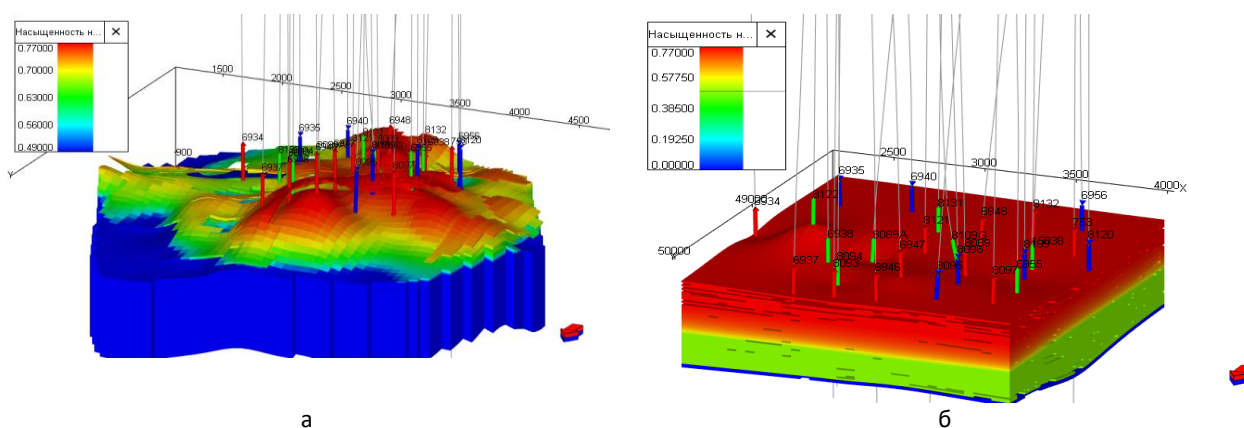


Рис. 2. Вид 3D модели с распределением начальной насыщенности нефтью для моделей 1 (а) и 2 (б)

Для двух существующих моделей независимо выполнена попытка адаптации к истории разработки участка с фактическими данными. На рис. 3 представлены динамики исторического накопленного отбора жидкости, исторической накопленной закачки и рассчитанного на 3D модели давления. Поскольку исторический объем закачки воды превышает объем добычи жидкости, при воспроизведении закачки воды в исторических объемах динамики забойного давления по отдельным скважинам стабилизируются на некотором уровне или демонстрируют небольшой рост. Хотя фактические данные замеров говорят о падении забойного давления с 80–90 Бар до 5–20 Бар.

Расхождение фактических данных с расчетами авторы объясняют наличием неэффективной закачки воды, с точки зрения поддержания пластового давления. Т. е. часть нагнетаемой воды не оказывает влияние на давление в моделируемом секторе. Физически причины могут быть различными. У авторов не было инструментальной оценки объемов произвольной закачки, поэтому полагались на экспертные оценки общей непроизводительной закачки примерно в 60–70% от общей закачки. Высокая неопределенность в данном вопросе не позволила в должной мере адаптировать ни одну из двух построенных 3D гидродинамических моделей к истории разработки.

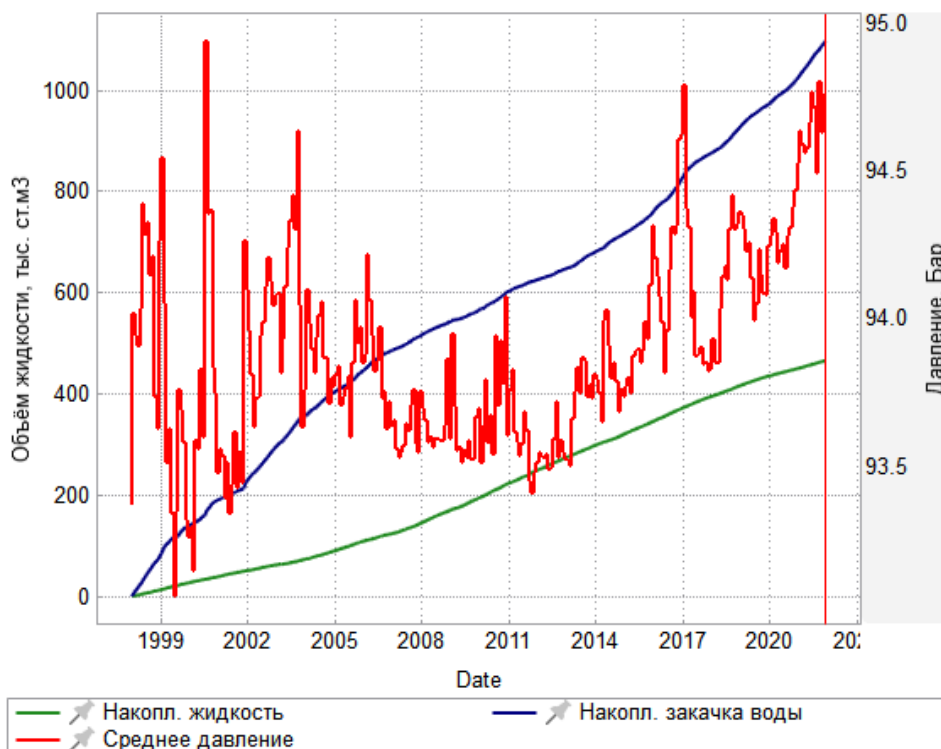


Рис. 3. Изменение объемов добычи жидкости из целевого пласта и закачки воды в пласт

Перед проведением исследования на участке длительное время осуществлялась добыча нефти. Тем не менее, авторами выполнена интеграция в модель замеров забойного давления в наблюдательных скважинах от момента спуска датчиков

давления до начала закачки. Отфильтрованные от шума данные и их аппроксимация показаны на рис. 4. Данная запись осуществлена на фоне восстановления забойного давления в ряде скважин, остановленных для проведения исследования.

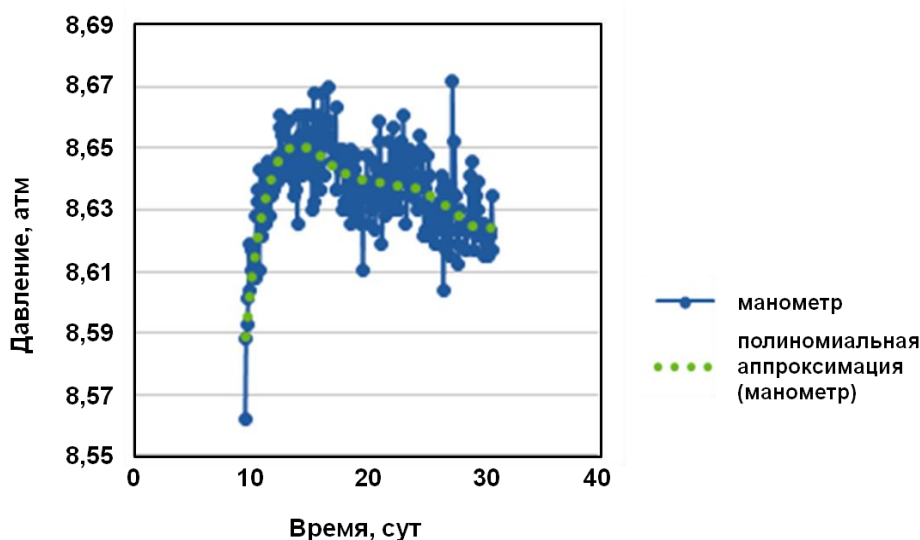


Рис. 4. Динамика изменения давления в остановленной наблюдательной скважине и ее аппроксимация полиномом

Если бы не существовало искажений поля давления от других источников на участке, наблюдалось бы восстановление давления, однако по факту видно падение давления с 8,65 до 8,62 атм по аппроксимирующей зависимости.

Ниже представлена методика проведения исследования, нацеленная на получение количественного и качественного результата. Отдельно отмечены те задачи, которые авторам не удалось реализовать в полной мере, а также представлены

возможные пути решения возникших проблем. Для удобства читателя методика разбита на нумерованные пункты, сгруппированные в 6 этапов. Курсивом в каждом пункте выделена цель каждого пункта.

После проведения исследования авторам были предоставлены данные нескольких КВД/КВУ, записанных до проведения обсуждаемого исследования. Обработка самой последней по времени из кондиционных КВУ представлена на рис. 5.

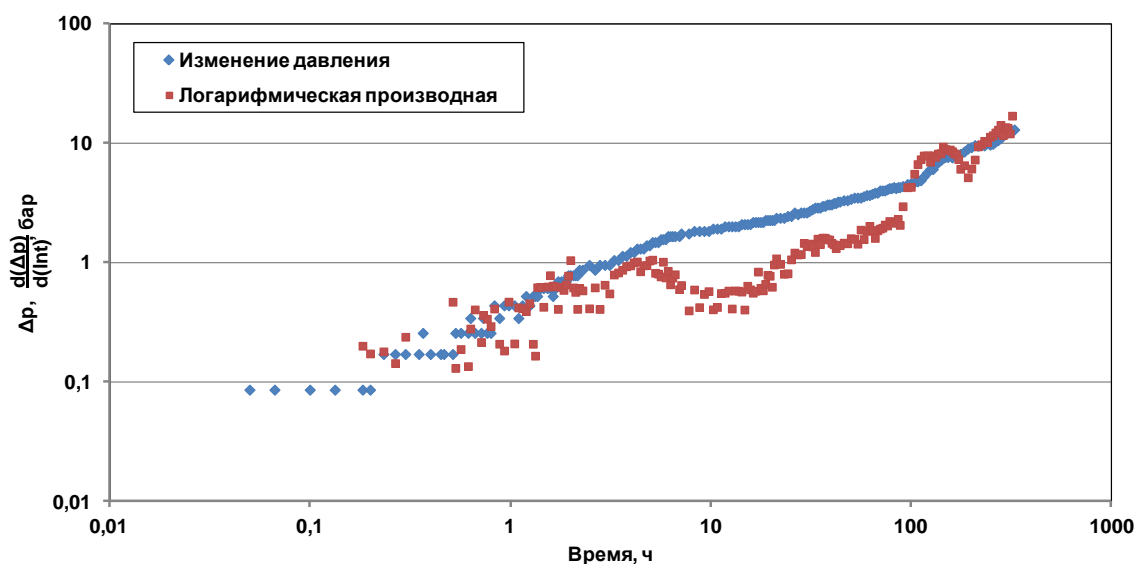


Рис. 5. Результаты обработки КВУ по одной из скважин (исследование проведено до начала гидропрослушивания)

Как видно из рис. 5, за время записи кривой, составляющей около 20 дней, восстановление давления в скважине не произошло. Поэтому можно говорить, что все обсуждаемое исследование осуществлялось на фоне общего восстановления давления по участку.

Одним из вариантов интерпретации динамики давления на рис. 5 может быть предположение о достаточно ограниченном объеме дренирования скважины. Отчасти такое предположение на качественном уровне может объяснять проблемы

с воспроизведением закачки по некоторым нагнетательным скважинам, когда не удавалось воспроизвести исторические показатели. Но в рамках существующей геологической модели сделать обоснованные предположения о физической причине такого явления нельзя. Это может быть косвенным подтверждением тезиса о необходимости построения новой геологической модели и проведения дополнительных исследований для ее уточнения. Указанная ситуация нашла свое отражение в методике.

Сравнение данных из разных источников данных о забойном давлении

СУДОС является торговой маркой компании, производящей бесконтактные уровнемеры. Данная линейка оборудования используется на рассматриваемом объекте для контроля за процессом разработки. В качестве исходной информации авторами используется оценка значений забойного

давления, полученная после обработки замеров скорости звука в затрубном пространстве. Обработка выполнена силами организации, обслуживающей обсуждаемые датчики.

На рис. 6 и 7 представлены динамики забойного давления по показаниям забойных манометров и уровнемерами СУДОС для двух наблюдательных скважин.

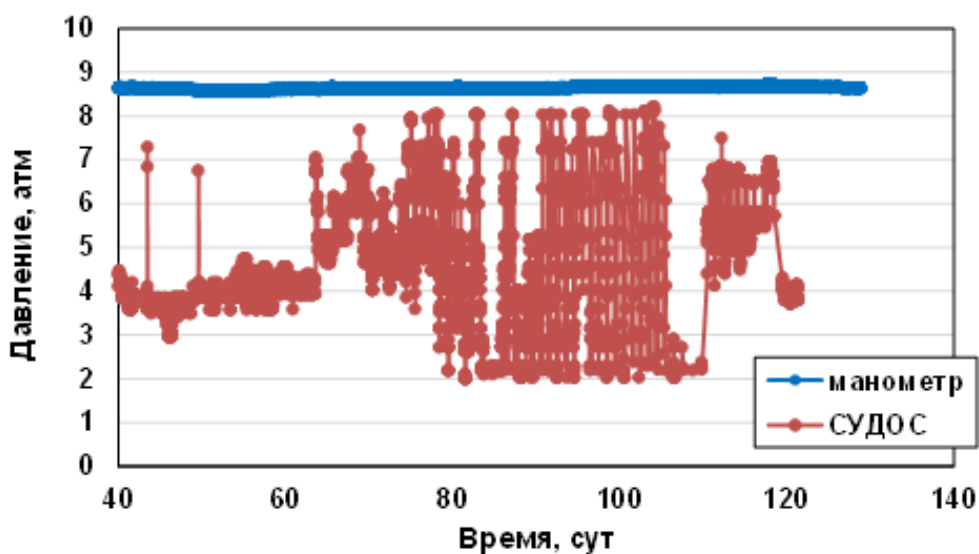


Рис. 6. Динамики забойного давления по первой наблюдательной скважине

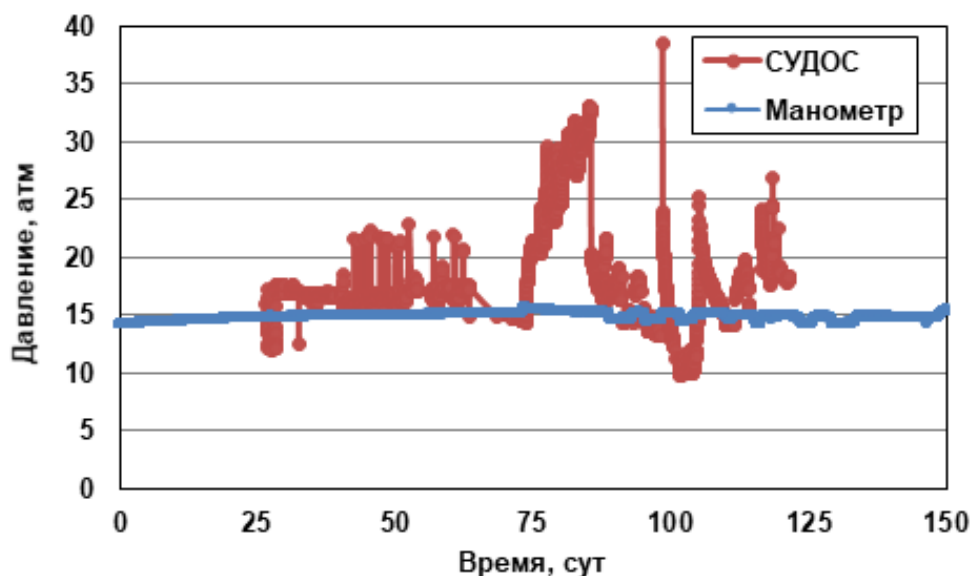


Рис. 7. Динамики забойного давления по второй наблюдательной скважине

Как следует из рис. 6 по первой наблюдательной скважине:

– уровнемер СУДОС и забойный манометр показывают различные динамики забойного давления, при этом показания уровнемера СУДОС систематически *ниже*, чем показания манометра;

– систематическое падение и рост давления, наблюдаемые на уровнемере СУДОС, данными забойного манометра не подтверждаются.

На рис. 7 показаны аналогичные динамики для второй наблюдательной скважины. Для второй скважины уровнемер СУДОС и манометр показывают различные динамики забойного давления, при этом показания уровнемера СУДОС систематически *выше*, чем показания манометра;

На момент проведения исследования авторам были доступны только показания уровнемеров СУДОС. По ним наблюдались рост и последующее падение измеряемого давления, с амплитудой около 4 атм по первой скважине и порядка 10 атм по второй. Это было интерпретировано как отклик на изменение работы нагнетательных скважин, которое имело место за несколько дней до фиксации отклика. На основе этих данных было принято решение об остановке исследования. После подъема датчиков указанные динамики поведения давления не подтвердились по данным глубинных манометров.

Результаты сопоставления фактических данных по скважинам привели к корректировке методики проведения гидропрослушивания. На данный момент, по представлениям авторов, для целей 3D гидродинамического прослушивания

качественной альтернативы забойным датчикам давления не существует. Возможно, такая альтернатива могла бы появиться при привлечении датчиков на основе оптико-волоконных технологий, но без подтверждения полевыми испытаниями в сопоставительных экспериментах рекомендовать данное решение не представляется возможным.

Методика проведения исследования

Этап 1. Подготовка дизайна исследования

1. Построение уточненной 3D геологической модели, учитывающей все последние данные об участке залежи. Квалифицированный upscaling. Адаптация 3D гидродинамической модели к истории разработки. Интеграция в модель данных других выполненных ранее ГДИС. *Получение согласованной с фактическими данными эксплуатации модели.*

2. Оценка параметров работы нагнетательных скважин на созданной гидродинамической модели. *Определение необходимых расходов нагнетательных (возбуждающих) скважин, сроков проведения исследования.*

3. Определение потребности в оборудовании. *Определение необходимого количества датчиков разного типа.*

Практический опыт выполнения

этапа 1. В силу ограниченности времени исследования и малого фонда нагнетательных и наблюдательных скважин ожидалось достаточно низкие (от тысячных долей до десятых долей МПа) отклики в наблюдательных скважинах. Принято решение о требуемой и необходимой точности датчика не менее 0,001 МПа.

Этап 2. Подготовка фонда скважин

4. По нагнетательным скважинам выполняется контроль устьевого оборудования с проверкой возможности обеспечения параметров нагнетания, определенных в пункте 3. *Наличие уверенности в технологической реализуемости заявленных показателей.*

5. По нагнетательным скважинам выполняется термометрия и потокометрия с определением фактических принимающих флюид интервалов. *Определение пригодности нагнетательных скважин для проведения закачки именно в целевые интервалы.*

6. По наблюдательным скважинам выполняется шаблонирование на глубину спуска забойного датчика и фиксация фактической глубины расположения забоя (или точки расположения датчика давления). *Определение технической возможности спуска забойного манометра.*

7. По наблюдательным скважинам выполняется термометрия и потокометрия с определением фактических интервалов поступления флюида из пласта. *Исключение возможных притоков флюида на этапе исследования из не входящих в исследование объектов.*

Практический опыт выполнения этапа 2. Техническое состояние скважин и проблемы с прохождением шаблонов на нужную глубину сильно поменяли дизайн исследования, поскольку наиболее близкие к нагнетательным скважины не удалось использовать в качестве наблюдательных.

Этап 3. Уточнение дизайна исследования

8. Уточнение гидродинамической модели с учетом данных, полученных при выполнении пунктов 4–7. *Учет в модели выявленных особенностей функционирования скважин.*

9. Повторное выполнение пунктов 2 и 3 с учетом результатов выполнения пунктов 4–7. *Получение выполнимых с технической точки зрения параметров исследования.*

Практический опыт выполнения этапа 3. Для частичной компенсации исключенных по техническому состоянию наблюдательных скважин решено использовать для закачки две скважины, чтобы увеличить общий импульс воздействия на пласт.

Этап 4. Метрологическое обеспечение исследования, подготовка оборудования

10. Калибровка и проверка технического состояния датчиков. *Обеспечение надежности и качества информации.*

11. Контроль устьевого и/или затрубного давления. *Фиксация возможных резких скачков давления из-за внешних причин.*

12. Обеспечение оперативной передачи данных о давлении с забоя операторам для анализа. *Обеспечение оперативного контроля за проведением исследования.*

13. Фиксация точного времени остановки скважины для спуска манометров и их режима до остановки. *Получение информации для дальнейшей обработки КВУ до проведения замеров.*

14. Спуск датчиков на забой до начала исследования. Запись КВУ в остановленных скважинах. *Определение фонового состояния пласта.*

Практический опыт выполнения этапа 4. Не была предоставлена возможность получения оперативной информации с забоя скважины о давлении, поэтому пришлось опираться на данные уровнемеров СУДОС, которые недостаточно точно отображали процессы в скважине.

Этап 5. Проведение исследования

15. Оперативный контроль режимов работы нагнетательных скважин. *Обеспечение заданных параметров нагнетания воды.*

16. Оперативный контроль забойного давления в наблюдательных скважинах. *Обеспечение корректировки режимов исследования и определение времени окончания исследования.*

17. Оперативная корректировка гидродинамической модели. *Учет фактических данных исследования.*

Практический опыт выполнения этапа 5. В силу отсутствия передачи данных на устья показания манометров стали доступны только после их подъема, на момент окончания исследования. Необходимо обеспечить своевременную передачу информации в процессе исследования, иначе его информативность кратно снижается.

Этап 6. Обработка результатов исследований

18. Анализ качества данных о забойном давлении. *Подтверждение качества данных, выбраковка некондиционных данных.*

19. Уточнение гидродинамической модели с учетом данных, полученных при выполнении исследования. *Уточнение*

гидродинамической модели с учетом данных, полученных при выполнении исследования.

20. Определение различных вариантов анизотропии пласта по результатам адаптации модели и оценка доверительных интервалов их изменения. *Определение анизотропии пласта на масштабах гидродинамической модели.*

Практический опыт выполнения этапа 6. В силу высокой неопределенности исходных данных результаты интерпретации носят качественный характер. Но даже в ситуации отсутствия надежной гидродинамической модели, результаты исследования позволяют повысить качество гидродинамического моделирования за счет привлечения результатов исследования для ранжирования получаемых в процессе адаптации версий гидродинамических моделей.

Выводы

С учетом практического опыта, существующих технических и технологических ограничений сформулирована методика проведения информативного 3D гидропрослушивания в трещиноватых карбонатных пластах, результаты которого могут использоваться для уточнения анизотропии пласта в 3D гидродинамической модели.

Литература

1. *Закиров Э.С.* Upscaling в 3D компьютерном моделировании. М.: Книга и бизнес, 2007. 344 с.
2. *Закиров С.Н., Индрунский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.* Последствия перехода на концепцию эффективного порового пространства // Нефтяное хозяйство. 2008. № 6. С. 105–107.
3. *Батенёва Е.А.* Выбор варьируемых параметров при адаптации гидродинамической модели на историю разработки // Молодой ученый. 2020. № 24(314). С. 88–90.
4. *Боженюк Н.Н., Стрекалов А.В.* Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14, № 2. С. 42–49.
5. *Афлятунов Р.Р., Лутфуллин А.А., Хабинов Р.М.* и др. Вероятностно-статистическая оценка ресурсной базы отложений карбонатного девонского комплекса на примере опытного

участка Ромашкинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2023. № 9. С. 6–11. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-9-6-11>

6. *Исказиев К.О., Кибиткин П.П., Меркулов В.П.* Определение анизотропии проницаемости нефтяного пласта на разных стадиях разработки месторождения // Гео-Сибирь. 2006. Т. 5. С. 174–179.

7. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Кокурина В.В.* Пат. RU 2482271 С1. Способ определения относительных фазовых проницаемостей пласта. № 2011146996/03; Заявл. 18.11.2011; Оpubл. 20.05.2013 // Изобретения. Полезные модели. 2013. Бюл. № 14. 8 с. <http://www1.fips.ru>

8. *Чарара М., Паршин А.В., Дышлюк Е.Н.* и др. Пат. RU 2414595 С1. Способ определения относительных фазовых проницаемостей пласта. № 2009149026/03; Заявл. 30.12.2009; Оpubл. 20.03.2011 // Изобретения. Полезные модели. 2011. Бюл. № 8. 8 с. <http://www1.fips.ru>

9. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Цаган-Манджиев Т.Н.* Пат. RU 2374442 С2. Способ определения анизотропии проницаемости пласта. № 2009149026/03; Заявл. 2008104318/03 08.02.2008; Оpubл. 27.11.2009 // Изобретения. Полезные модели. 2009. Бюл. № 33. 11 с. <http://www1.fips.ru>

10. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В.* и др. Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой проницаемости пласта (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 90–93. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93>

11. *Брадулина О.В.* 3D гидропрослушивание на Памятно-Сасовском месторождении // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 12. С. 42–46.

12. *Индрупский И.М.* Интерпретация результатов 3D гидропрослушивания на основе секторного моделирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 11. С. 37–41.

Информация об авторах

Эрнест Сумбатович Закиров – д.т.н., директор, главный научный сотрудник, – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; ведущий научный сотрудник, Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия, ezakirov@ogri.ru

Даниил Павлович Анিকেев – к.т.н., заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; старший научный сотрудник, Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия, anikeev@ipng.ru

Ильдар Ильясович Ибрагимов – к.т.н., доцент, заведующий лабораторией, Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия, ibragimovii@agni-rt.ru

Азат Абузарович Лутфуллин – к.т.н., заместитель начальника департамента, ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия, lutfullinaa@tatneft.ru

Ильдар Хамитович Кашипов – заместитель начальника отдела, ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

Поступила в редакцию 14.01.2023

Approbation of the method for determining the anisotropy of permeability in fractured carbonate formations according to 3D pressure interference test

E.S. Zakirov^{1,2*}, D.P. Anikeev^{1,2**}, I.I. Ibragimov¹, A.A. Lutfullin³, I.Kh. Kashapov³

1 – Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

3 – Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russia

E-mail: *ezakirov@ogri.ru, **anikeev@ipng.ru

Abstract. Taking into account the accumulated practical experience and the existing technical and technological limitations of surface and downhole equipment, a method for conducting informative 3D pressure interference test at a field with a fractured carbonate reservoir is formulated. The results of such a field study can be used to refine the reservoir anisotropy in a 3D hydrodynamic model. This method is partially tested on a real development object. The problems and difficulties identified in the process of conducting practical research made it possible to clarify and expand the presented method.

Keywords: reservoir anisotropy determination, 3D pressure interference test, field investigations

Citation: Zakirov E.S., Anikeev D.P., Ibragimov I.I., Lutfullin A.A., Kashapov I.Kh. Approbation of the method for determining the anisotropy of permeability in fractured carbonate formations according to 3D pressure interference test // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 31–43. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art3> (In Russ.).

References

1. Zakirov E.S. Upscaling in 3D computer modeling. Moscow: Kniga i Biznes, 2007. 344 p. (In Russ.).
2. Zakirov S.N., Indrupsky I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P. Consequences of changing to the effective pore space concept // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2008. No. 6. P. 105–107. (In Russ.).
3. Bateneva E.A. Choosing varying parameters when adapting the hydrodynamic model on the development history // Young Scientist. 2020. No. 24(314). P. 88–90. (In Russ.).
4. Bozhenyuk N.N., Strekalov A.V. Some methods of simulation model history-matching // Neftegazovoe Delo. 2016. Vol. 14, No. 2. P. 42–49. (In Russ.).
5. Aflyatunov R.R., Lutfullin A.A., Khabipov R.M. et al. Probabilistic-statistical resource assessment of Devonian carbonate sediments – a case study of Romashkinskoye field pilot area // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry 2023. No. 9. P. 6–11. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-9-6-11> (In Russ.).
6. Iskaziev K.O., Kibitkin P.P., Merkulov V.P. Determination of permeability anisotropy of oil reservoir at different stages of field development // Geo-Siberia. 2006. No. 5. P. 174–179. (In Russ.).
7. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kokurina V.V. Pat. RU 2482271 C1. Method for determining relative phase permeabilities of formation. No. 2011146996/03; Appl. 18.11.2011; Publ. 20.05.2013 // Inventions. Utility models. 2013. Bull. No. 14. 8 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

8. *Charara M., Parshin A.V., Dyshljuk E.N.* et al. Pat. RU 2414595 C1. Method to determine relative permeability ratios of formation. No. 2009149026/03; Appl. 30.12.2009; Publ. 20.03.2011 // Inventions. Utility models. 2011. Bull. No. 8. 8 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

9. *Zakirov S.N., Indrupskij I.M., Tsagan-Mandzhiev T.N.* Pat. RU 2374442 C2. Method for defining stratum permeability anisotropy. No. 2009149026/03; Appl. 2008104318/03 08.02.2008; Publ. 27.11.2009 // Inventions. Utility models. 2009. Bull. No. 33. 11 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

10. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Vasiliev I.V.* et al. Complex well test study to evaluate relative permeability functions to oil and water and displacement efficiency in conditions of abnormally low reservoir injectivity (part 2) // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2017. No. 10. P. 90–93. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93> (In Russ.).

11. *Bradulina O.V.* 3D interference testing at the Pamyatno-Sasovskoye field // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2008. No. 12. P. 42–46. (In Russ.).

12. *Indrupskiy I.M.* Interpretation of 3D interference testing results on the basis of sector modeling // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2008. No. 11. P. 37–41. (In Russ.).

Information about the authors

Ernest S. Zakirov – Dr. Sci. (Eng.), Director, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Leading Researcher, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Russia, ezakirov@ogri.ru

Daniil P. Anikeev – Cand. Sci. (Eng.), Head of the Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Senior Researcher, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Russia, anikeev@ipng.ru

Ildar I. Ibragimov – Cand. Sci. (Eng.), Head of the Laboratory, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Russia, ibragimovii@agni-rt.ru

Azat A. Lutfullin – Cand. Sci. (Eng.), Deputy Head of Department, Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russia, lutfullinaa@tatneft.ru

Ildar Kh. Kashapov – Deputy Head of Department, Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russia.

Received 14.01.2023