

Опыт проведения импульсного динамического исследования в трещиноватом газовом пласте

А.В. Гаврилов^{1*}, Ш.Э. Тогаев¹, Х.А. Абидов¹, А.А. Турсунова², Р.Ф. Исмагилов³

1 – ООО «Surhan Gas Chemical Operating Company», г. Ташкент, Узбекистан

2 – Ташкентский государственный технический университет имени Ислама Каримова, г. Ташкент, Узбекистан

3 – эксперт по ГДИС, г. Москва, Россия

E-mail: *aleksey.gavrilov@sgc-oc.com

Аннотация. В настоящей работе демонстрируется результат проведения межскважинного импульсного гидропрослушивания на одном из газовых месторождений Сурхандарьинского нефтегазоносного региона Республики Узбекистан, которое находится на стадии доразведки и подготовки к опытно-промышленной эксплуатации. Цель исследования: получение данных не только о фильтрационных, но и об емкостных свойствах сложнопостроенных коллекторов месторождения динамическими методами для верификации статических данных и корректного проектирования разработки месторождения. В результате проведения исследования решены следующие задачи: оценена плотность начальных дренируемых запасов газа в исследуемой области; определена структура запасов (емкости трещин/матрицы, коэффициент межпорового перетока); определена гидропроводность пласта; исследован малоамплитудный разлом на предмет его экранирующей способности.

Метод межскважинного импульсного гидропрослушивания заключается в интерпретации отклика давления в наблюдательной скважине на подаваемые импульсы давления (приток/остановка) в возмущающей скважине при известном расстоянии между интервалами вскрытия пласта в одной и другой скважинах.

В процессе исследования на месторождении производилась регистрация забойных давлений в скважинах с помощью автономных глубинных манометров разрешающей способностью около 70 Па, производились замеры дебита добывающей (возмущающей) скважины с помощью кориолисового расходомера трехфазного сепаратора.

Интерпретация полученных данных проводилась с использованием программного обеспечения KAPPA Saphir.

Ключевые слова: трещиноватый коллектор, гидродинамические исследования скважин, гидропрослушивание, дренируемые запасы, геофизические исследования скважин, газонасыщенный пласт, гидропроводность, пьезопроводность, фильтрационно-емкостные свойства, кривая восстановления давления, двойная пористость, упругоэластичность коллектора, коэффициент межпорового перетока, опытно-промышленная эксплуатация.

Для цитирования: Гаврилов А.В., Тогаев Ш.Э., Абидов Х.А., Турсунова А.А., Исмагилов Р.Ф. Опыт проведения импульсного динамического исследования в трещиноватом газовом пласте // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 124–140. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art8>

Введение исследования скважин на одном из месторождений Сурхандарьинского нефтегазоносного региона Республики Узбекистан [1].
В настоящей статье авторы рассматривают опыт проведения специального газогидродинамического

Месторождение является крупнейшим из разведанных, но еще не разрабатываемых месторождений республики. Оператором по разработке месторождения является компания ООО «Surhan Gas Chemical Operating Company» (далее – Оператор), которая приступила к работе на месторождении в 2017 г. В настоящее время Оператором ведутся работы по доразведке и подготовке месторождения к опытно-промышленной эксплуатации, включающие: сейсморазведочные работы, бурение и исследования оценочных и эксплуатационных скважин, разработку проектно-технической документации для опытно-промышленной эксплуатации, проектирование и строительство газоперерабатывающего завода и всей необходимой сопутствующей инфраструктуры.

Описание проблемы

Для корректного проектирования разработки месторождения необходимыми исходными данными являются: надежная оценка начальных геологических запасов, соотношение емкостей и проводимостей матрицы/трещин, информация о наличии/отсутствии экранирующих нарушений на газонасыщенной площади, гидропроводность разреза [2, 3].

Известно, что для сложнопостроенных карбонатных коллекторов – с различными типами пустотного пространства: матрица, трещины – на ранних стадиях изученности месторождения оценка геологических запасов объемным методом характеризуется значительной неопределенностью, связанной с объективной сложностью выделения коллекторов и определения их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Необходимы комплексные исследования параметров пласта, включающие: петротипизацию пород разреза, построение петрофизических зависимостей для каждого из петротипов, определение критериев коллектора для каждого из петротипов и т. д. – при этом оценка объемов по результатам этих исследований характеризуется значительной погрешностью, сложенной из погрешностей результатов каждого этапа исследований. Поэтому для сложнопостроенных коллекторов крайне желательным даже на самых ранних стадиях освоения месторождения является проведение «верификации» оценок объемным методом с помощью динамических методов исследования скважин [2, 4].

Среди динамических методов для оценки емкостных свойств коллектора могут быть применены следующие:

1) сопоставление падения пластового давления с накопленными отборами с помощью уравнения материального баланса;

2) межскважинное гидропрослушивание.

Корректное применение метода № 1 «материальный баланс» подразумевает соблюдение следующих условий:

– достижение воронкой депрессии от участвующих в исследовании скважин границ залежи,

– гидродинамическая связность пласта, определяющая дренирование всего искомого объема пласта каждой участвующей в исследовании скважиной.

Необходимость выполнения обоих условий приводит к тому, что в общем случае метод материального баланса не применим на ранних стадиях освоения месторождения.

Однако в случае карбонатных интенсивно трещиноватых пластов имеются предпосылки для выполнения перечисленных условий уже на самых ранних стадиях освоения месторождения [4]. При этом метод № 2 – межскважинное гидропрослушивание, помимо прочего, позволяет оценить применимость метода № 1 «материальный баланс», так как дает возможность определить время достижения границ залежи воронкой депрессии, а также исследовать экранирующую способность потенциальных барьеров на пути дренирования.

В настоящей статье авторы демонстрируют результаты применения метода № 2 – межскважинного импульсного гидропрослушивания в трещиноватом карбонатном пласте с целью снижения неопределенностей статических оценок свойств и объема пласта, обоснования применимости метода № 1 «материальный баланс», а также получения остальной

перечисленной выше информации, необходимой для корректного проектирования разработки месторождения. Метод межскважинного импульсного гидропрослушивания с одновременным участием двух скважин состоит в регистрации и интерпретации отклика давления в наблюдательной скважине на подаваемые импульсы давления (приток/остановка) в возмущающей скважине при известном расстоянии между интервалами вскрытия пласта в одной и другой скважинах.

Объект исследования

Промышленная газоносность рассматриваемого месторождения связана с карбонатными подсолевыми отложениями верхне-среднеюрского возраста (пласты XV, XVa, XVI) в пределах антиклинальной структурно-тектонической залежи [5] (рис. 1).

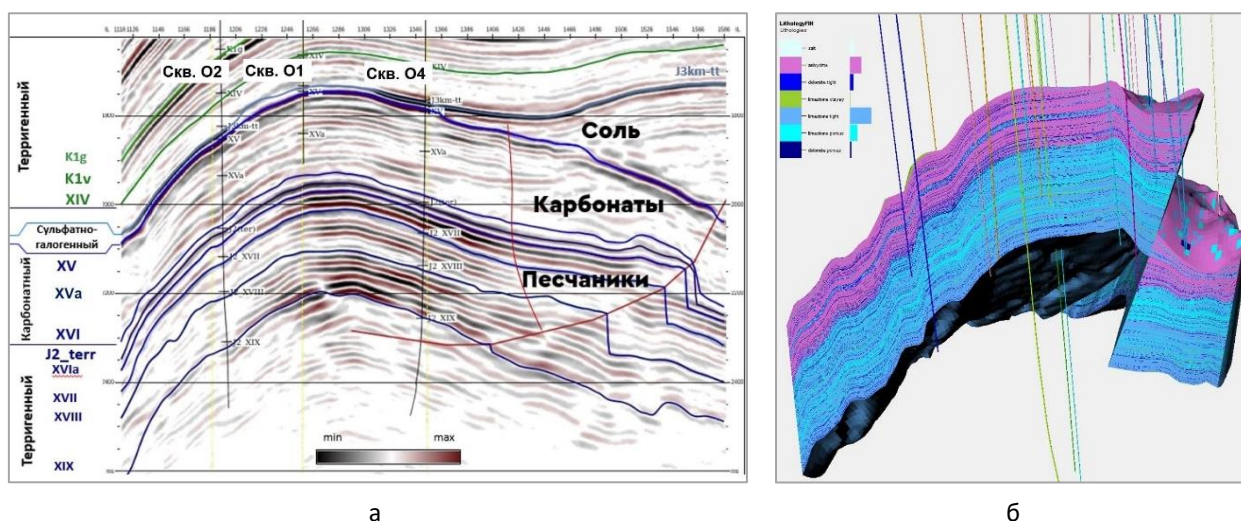


Рис. 1. Месторождение Сурхандарьинского нефтегазоносного региона Республики Узбекистан:
 а – сейсмический разрез месторождения по линии ЮЗ – СВ;
 б – общий вид продуктивных пластов в разрезе геологической модели

К настоящему моменту Оператором на месторождении выполнены полевые 3D-сейсморазведочные работы, проведена интерпретация сейсмических данных, на целевые пласты месторождения пробурены около 20 скважин (оценочные и эксплуатационные), на значительной части которых проведен специальный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) от одной из ведущих международных сервисных компаний, направленный в том числе на исследование трещиноватости пластов.

По результатам интерпретации данных сейсморазведки в пределах площади газоносности выявлено некоторое количество малоамплитудных протяженных разломов, что подразумевает риск наличия непроницаемых барьеров и необходимости принятия соответствующих решений при проектировании разработки месторождения.

Продуктивные пласты представлены преимущественно низкопористыми трещиноватыми, местами доломитизированными известняками, переслоенными пропластками гипсо-ангидритов. Коллектор является сложнопостроенным – характеризуется трещинно-поровым, порово-трещинным и трещинным типами. Пластовый флюид – сухой газ со значительным содержанием (>10%) неуглеводородных компонентов, в том числе и сероводорода. Процессы отбора и исследований кернового материала для коллекторов таких типов сопряжены с хорошо известными в индустрии трудностями, поэтому получение репрезентативных массивов значений параметров, характеризующих ФЕС коллекторов, по результатам керновых исследований представляет отдельную нетривиальную задачу. Таким образом, на рассматриваемом месторождении

результаты интерпретации ГИС в части ФЕС коллекторов характеризуются значительными диапазонами неопределенности.

В связи с аномально высоким пластовым давлением в продуктивных пластах проведение газогидродинамических исследований скважин (ГГДИС) с применением испытательных компоновок, позволяющих закрывать скважину на забое, представляет значительные технические сложности. Закрытие же скважин для регистрации восстановления давления на устье приводит к тому, что эффект влияния ствола скважины перекрывает отклик двойной среды на диагностических графиках. Кроме этого, для многих проведенных на месторождении ГГДИС характерен эффект разделения фаз в стволе скважин, также смазывающий отклик пласта. Поэтому достоверно оценить параметры двойной среды (матрица/трещины) при ГГДИС отдельных скважин Оператору практически не удавалось.

На месторождении производилось испытание пласта с применением двухпакерного пластоиспытателя на кабеле [6]. Пакеры испытательной компоновки разнесены на расстояние всего 1 м, внутренний объем испытательной компоновки минимальный – это позволило получить четкий отклик пласта при восстановлении давления после отбора пластового флюида. Однако малые отборы и короткие периоды восстановления давления, определяемые условиями применения испытателя на месторождении (тяжелые баритовые растворы, ограниченное время нахождения прибора в скважине), приводят к тому, что радиус исследования очень незначительный и не позволяет оценить параметры удаленной от скважины зоны пласта.

Объектом описываемого в настоящей работе исследования является продуктивный

карбонатный газонасыщенный пласт XVa (табл. 1).

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта XVa

Показатель	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Средняя глубина кровли	Z_{top}	3350	м
Среднее пластовое давление	P_r	645	бар
Средняя пластовая температура	T_r	130	°С
Средняя толщина	H	301	м
Эффективная газонасыщенная толщина	h	50–200	м
Эффективная пористость	\emptyset	0,03–0,09	д.ед.
Сжимаемость поровой пустотности	C_m	$4,0 \cdot 10^{-5}$	1/бар
Сжимаемость трещинной пустотности	C_f	–	1/бар
Сжимаемость пластового газа	C_g	$7,8 \cdot 10^{-3}$	1/бар
Вязкость пластового газа	μ	0,038	сП
Относительная плотность газа по воздуху	S.G.	0,7	д.ед.
Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа	Z	1,26	д.ед.

Планирование исследования

Для проведения межскважинного импульсного гидропрослушивания необходимо одновременное участие как минимум двух скважин, операции на которых будут проводиться согласно предварительно разработанному дизайну исследования. В распоряжении Оператора на месторождении имелись глубинные манометры – только автономного типа, стационарно устанавливаемые в трубный контейнер нижней части испытательной компоновки. Т. е. возможность получения хотя бы каких-то результатов исследования с целью корректировки дизайна исследования до его полного завершения отсутствовала. Это обстоятельство определяло особую важность корректного выбора скважин – участников исследования, и корректной разработки дизайна исследования [7]. Исследование такого типа на месторождении

проводится впервые и сопряжено с существенными финансовыми затратами. Выбор скважин должен способствовать гарантированному получению осязаемого результата. Поэтому при выборе скважин – участников исследования Оператором учитывались следующие соображения:

1. Расстояние между забоями исследуемых скважин должно быть минимальным из возможных;

2. Азимут межскважинного отрезка должен быть сонаправлен с азимутом преимущественного простирания трещиноватости;

3. Одной из целей исследования является исследование экранирующей способности тектонических нарушений, поэтому интервалы вторичного вскрытия пласта исследуемых скважин должны располагаться по разные стороны от такого типа нарушения на площади газоносности.

С учетом этих факторов для проведения исследования Оператором были выбраны две скважины О1 и Е1 (рис. 2). Расстояние между интервалами вскрытия исследуемого пласта в двух скважинах составило 1250 м. Интервалы вскрытия пласта находятся по разные стороны от малоамплитудного разлома.

Азимут преимущественного распространения трещиноватости по данным электрического микросканирования скважин в исследуемой области составляет 270° – 300° (см. рис. 2), а азимут отрезка, соединяющего интервалы вскрытия пласта в выбранных скважинах, – 270° .

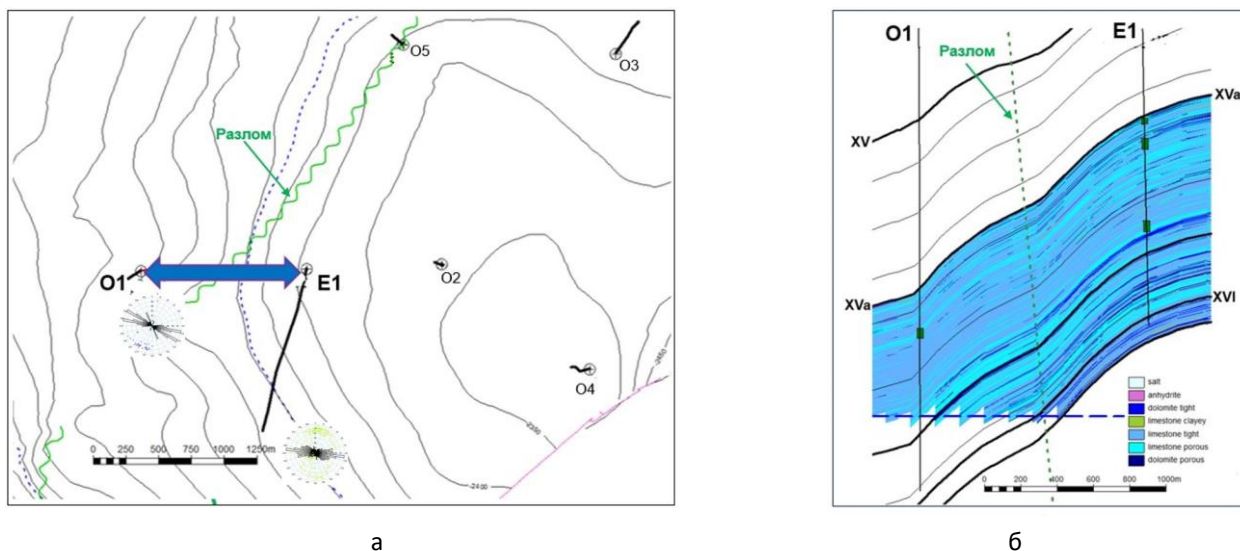


Рис. 2. Расположение исследуемых скважин О1 и Е1: а – на площади; б – в разрезе

На каждой из скважин О1 и Е1 были проведены отдельные ГГДИС, включавшие как исследования при ступенчатом изменении дебита, так и периоды восстановления давления. Как видно из характера поведения производных Бурде [8] на логарифмических графиках (рис. 3, 4), каждое из двух рассматриваемых ГГДИС характеризуется особенностями, препятствующими надежной оценке параметров пласта.

Так, вторичное вскрытие пласта в скважине О1 характеризуется большим перепадом давления в призабойной зоне пласта, т. е. большой величиной скин-

фактора, что явно отражается на поведении производной Бурде на диагностическом графике (см. рис. 3) и маскирует отклик пласта в части определения ФЕС коллектора и свойств двойной среды.

При исследовании скважины Е1 на нестационарном режиме восстановления давления наблюдается так называемое разделение фаз в стволе скважины, когда жидкость, находившаяся в газовом потоке внутри лифтовых труб, после закрытия скважины перемещается на забой. Это явление также приводит к тому, что информативность исследования существенно снижается (см. рис. 4).

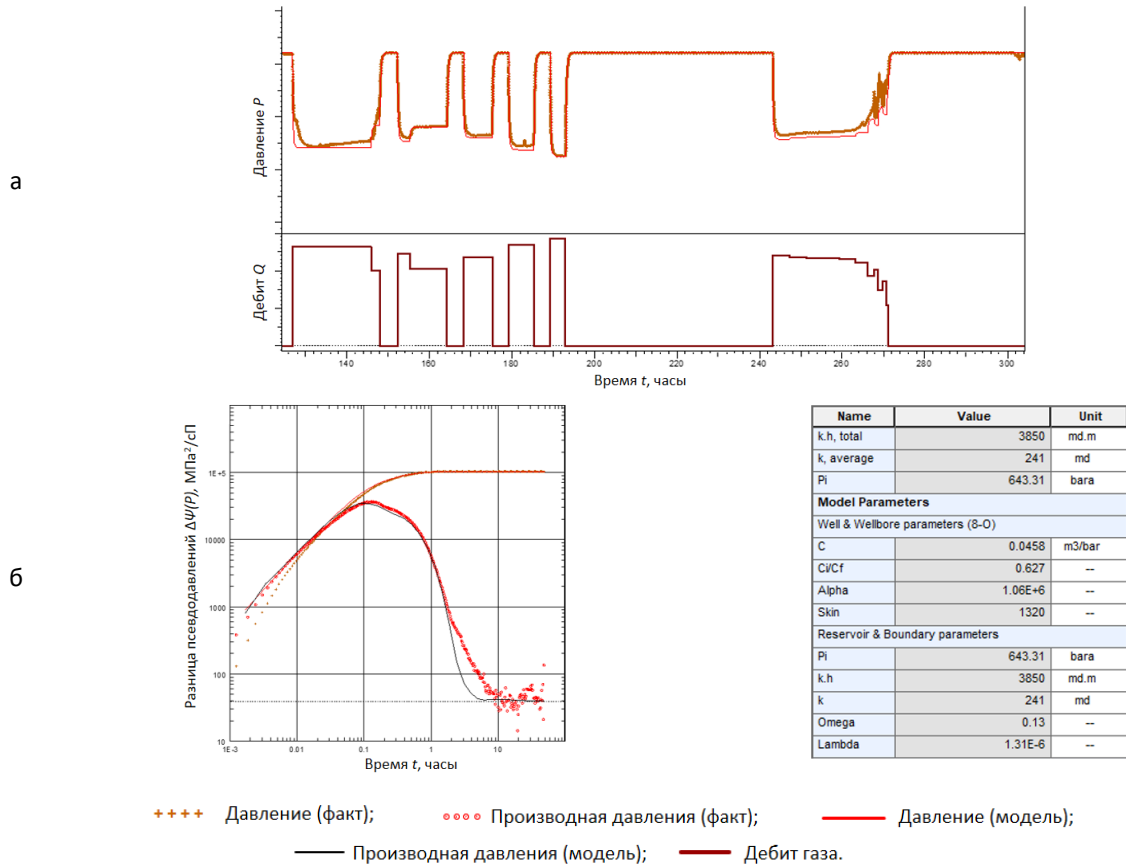


Рис. 3. Результаты интерпретации ГГДИС скважины O1 на графиках: а – «историческом»; б – логарифмическом

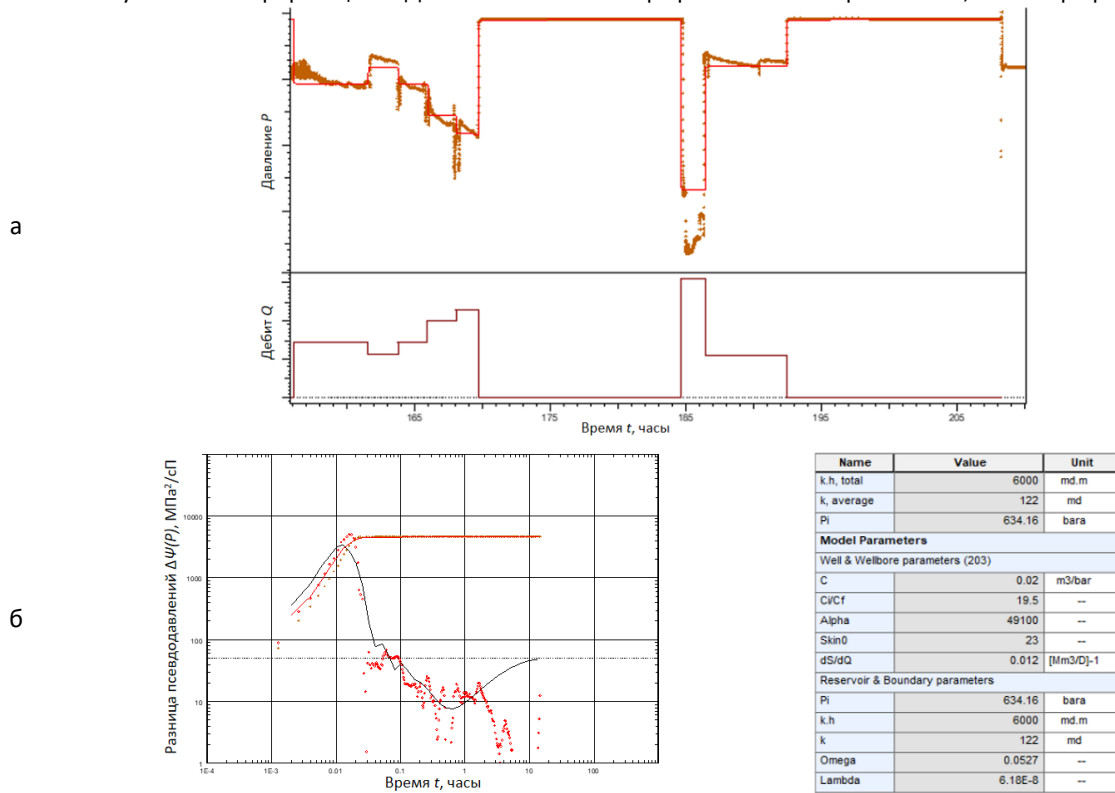


Рис. 4. Результаты интерпретации ГГДИС скважины E1 на графиках: а – «историческом»; б – логарифмическом (условные обозначения см. на рис. 3)

Таким образом, в результате отдельных ГГДИС по двум скважинам предварительно, в грубом приближении, были определены параметры пласта, на основе которых с использованием программного обеспечения (ПО) KARPA Saphir был разработан дизайн межскважинного импульсного исследования, определяющий график действий на возмущающей скважине:

- количество периодов притока и остановки,
- длительность периодов притока и остановки,
- дебит скважины на периоде притока.

Разработанный дизайн исследования позволил авторам уверенно прогнозировать получение на реагирующей скважине отклика давления на действия возмущающей скважины с амплитудой, заведомо и существенно превышающей разрешающую способность автономных глубинных манометров. Поэтому, если бы в результате исследования сигнал в реагирующей скважине отсутствовал – это свидетельствовало бы о том, что мало-амплитудный межскважинный разлом является экранирующим. Таким образом, любой из возможных результатов исследования предоставил бы Оператору ценную информацию о свойствах пласта.

Согласно дизайну исследования, каждая из двух скважин поочередно выступала в качестве возмущающей (периодическая добыча и остановка на восстановление давления) и наблюдательной (закрыта, давление восстановлено): на этапе №1 исследования скважина E1 – возмущающая, скважина O1 – реагирующая; на этапе №2 скважины меняются ролями. Таким образом, запланировано исследование

распространения сигнала в обоих взаимно противоположных направлениях межскважинного отрезка в исследуемом пласте, что, по мнению авторов, выступавших разработчиками дизайна исследования, должно обеспечить взаимную верификацию и увеличить достоверность полученных результатов.

Проведение исследования

Поскольку месторождение в момент исследования не находилось в эксплуатации, для проведения исследования было несложно целенаправленно создать ситуацию, когда отборы из пласта осуществлялись только из двух участвующих в исследовании скважин. Испытания других скважин были приостановлены, бурение эксплуатационных скважин в вышележающих пластах не оказывало явного воздействия на исследуемый пласт. Перед началом исследования внутренние хронометры каждого измерительного прибора испытательного комплекса были синхронизированы между собой таким образом, чтобы разница между временами любых двух приборов не превышала 1 секунды.

Оператор провел исследование согласно дизайну – в два этапа, с поправкой на ряд эксплуатационных осложнений, связанных с отложениями твердой фазы на стенках лифтовых труб. На этапе №1 скважина E1 выступала в качестве источника, а O1 – приемником (рис. 5). На этапе №2 скважины поменялись ролями (рис. 6). После завершения программы исследования обе скважины были заглушены, внутрискважинные испытательные компоновки подняты, данные глубинных манометров собраны и обработаны.

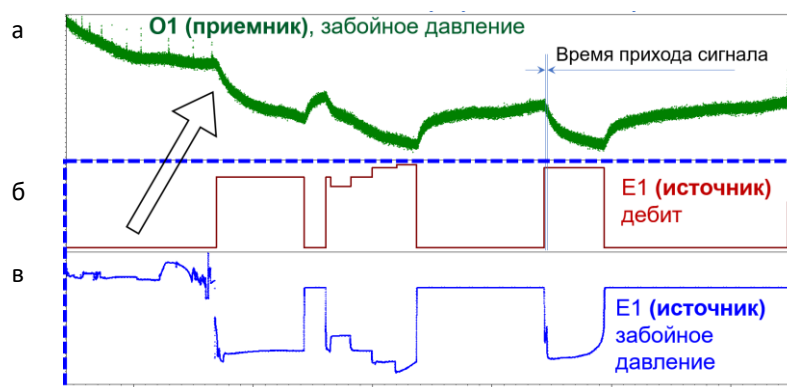


Рис. 5. Этап исследования № 1.
 Режимы работы возмущающей скважины E1 и регистрация давления в реагирующей скважине O1:
 а – динамика забойного давления в реагирующей скважине O1;
 б – динамика дебита в скважине E1;
 в – динамика забойного давления в скважине E1

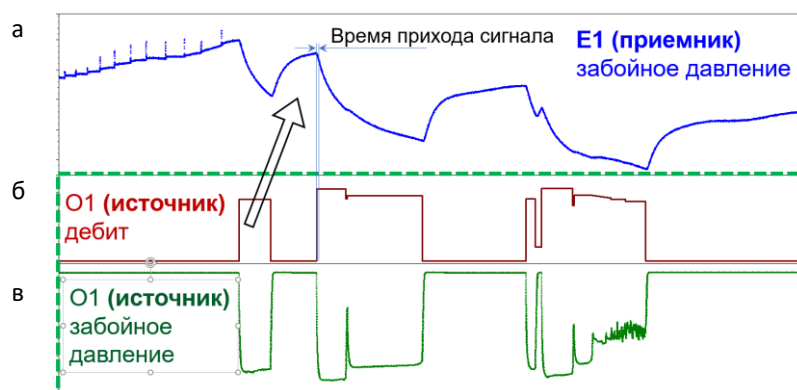


Рис. 6. Этап исследования № 2.
 Режимы работы возмущающей скважины O1 и регистрация давления в реагирующей скважине E1:
 а – динамика забойного давления в реагирующей скважине E1;
 б – динамика дебита в скважине O1;
 в – динамика забойного давления в скважине O1

Интерпретация результатов исследования

По результатам проведенного исследования получены два массива динамики изменения забойного давления в остановленной скважине при добыче газа из работающей скважины. Как видно из представленных графиков (см. рис. 5, 6) на каждом этапе в реагирующей скважине получен отчетливый отклик на сигнал возмущающей скважины. Из этого факта следует, что разделяющий исследуемые скважины малоамплитудный разлом

не обладает явной экранирующей способностью. Процесс перераспределения давления в пласте происходит довольно быстро – время прохождения сигналом межскважинного расстояния 1250 м составляет менее 1 часа; величина амплитуды полученного сигнала, как и планировалось, существенно превосходит разрешающие способности использовавшихся манометров – комбинация этих параметров позволяет определить значения пьезопроводности и гидропроводности исследуемого пласта.

Для интерпретации результатов исследования авторами используется методика воспроизведения фактического отклика давления аналитическими решениями уравнения пьезопроводности в пористых средах с использованием инструментов диагностических графиков и производной Бурде [8] в соответствующем ПО [9]. Искомыми параметрами пласта в рассматриваемом случае являлись:

– гидропроводность пласта – $k \cdot h$, где k – фазовая проницаемость по газу, h – эффективная газонасыщенная толщина;

– упругость пласта – $C_t \cdot \phi \cdot h \cdot S_g$, где C_t – суммарная сжимаемость системы пласт-флюид, ϕ – эффективная пористость, S_g – коэффициент газонасыщенности;

– параметры структуры порового пространства: ω – показатель, характеризующий соотношение упруго-емкостей трещин и суммарной пустотности; λ – коэффициент межпорового перетока, характеризующий «возможность/способность матричных блоков отдавать флюид в систему трещин» [9] и определяющийся соотношением проницаемостей матрица/трещина и геометрическим коэффициентом.

Следует отметить, что поскольку коллектор исследуемого пласта представляет собой двойную среду, т. е. пустотное пространство коллектора представлено двумя типами: пористостью матрицы и пустотностью трещин, то при определении общей сжимаемости пласта необходимо учитывать сжимаемость каждого из типов пустотности. Сжимаемость матричной пористости определяется в лабораторных экспериментах, а также описывается известными корреляциями – т. е. является известной авторам величиной (см. табл. 1).

Сжимаемость трещинной пустотности не определяется в лабораторных условиях из-за невозможности воспроизведения поведения пластовой трещиноватости на малоразмерных по сравнению с размерами трещин образцах керна, и, согласно экспертным мнениям, именно межскважинное импульсное гидропрослушивание является единственным надежным способом оценки этого параметра при известных прочих параметрах пласта.

В рассматриваемом случае целью исследования является оценка этих «прочих параметров», а именно параметра $\phi \cdot h \cdot S_g$. Авторам удается это сделать, потому что в рассматриваемом случае пластовым флюидом является сухой газ, сжимаемость которого на два порядка превышает сжимаемость скелета горной породы и не менее чем на порядок превышает предполагаемую сжимаемость трещинного пустотного пространства, поэтому в значении суммарной сжимаемости C_t преобладающим компонентом является определенная с высокой точностью сжимаемость газа C_g , а неопределенность сжимаемости трещин нивелируется.

Таким образом, все замеренные данные исследования: дебиты, давления устьевые/забойные – были обработаны и загружены в соответствующее ПО, после чего была проведена интерпретация данных путем адаптации параметров модели двойной среды к динамике давления-отклика реагирующей скважины на сигналы возмущающей скважины с использованием диагностических графиков и производной Бурде. Результаты интерпретации этапа № 1 исследования приведены на рис. 7, этапа № 2 – на рис. 8.

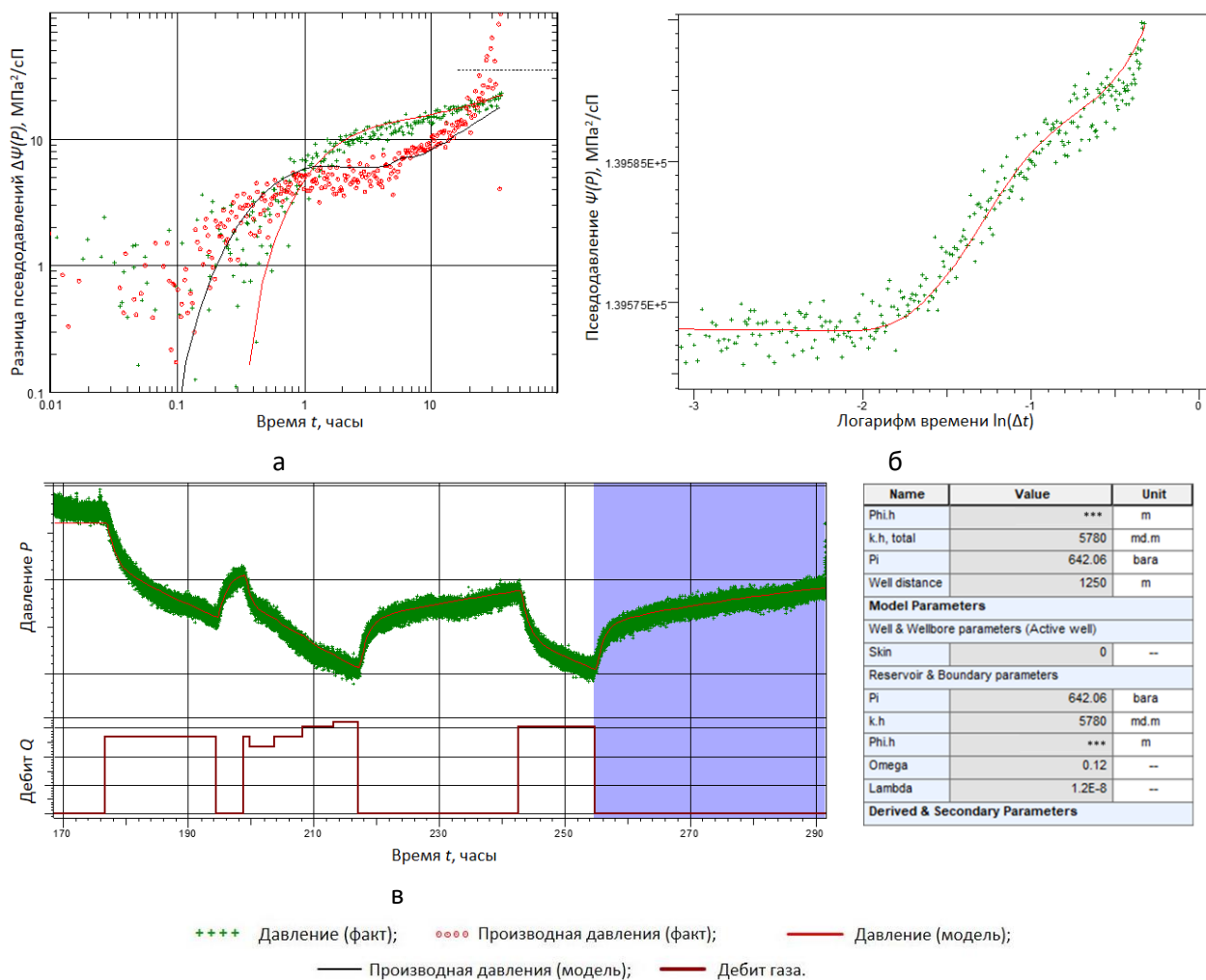


Рис. 7. Результаты интерпретации данных этапа № 1 исследования на графиках: а – логарифмическом; б – полулогарифмическом; в – «историческом»

Полученные значения параметров пласта оказались одинаковыми для результатов исследования как от одной скважины к другой, так и в обратном направлении. С учетом того, что проницаемость геологических пористых пластов, как правило, инвариантна по отношению к повороту азимута течения на 180° [10], этот факт дополнительно верифицирует результаты интерпретации.

Авторы отмечают, что информативность поведения производной Бурде на данных межскважинного гидропрослушивания существенно выше, чем информативность вышеописанных ГГДИС одиночных скважин, – в частности, поведение

производной отражает отклик двойной среды и позволяет оценить ее параметры, тогда как на производные, получаемые при проведении ГГДИС одиночных скважин влияют побочные эффекты (скин, влияние ствола скважины, разделение фаз), которые не позволяют диагностировать отклик двойной среды. Надлежащая подготовка реагирующей скважины к исследованию – а именно, достижение восстановления давления перед началом подачи сигналов возмущающей скважиной – позволяет избежать влияния перечисленных побочных эффектов на регистрируемую при гидропрослушивании динамику забойного давления.

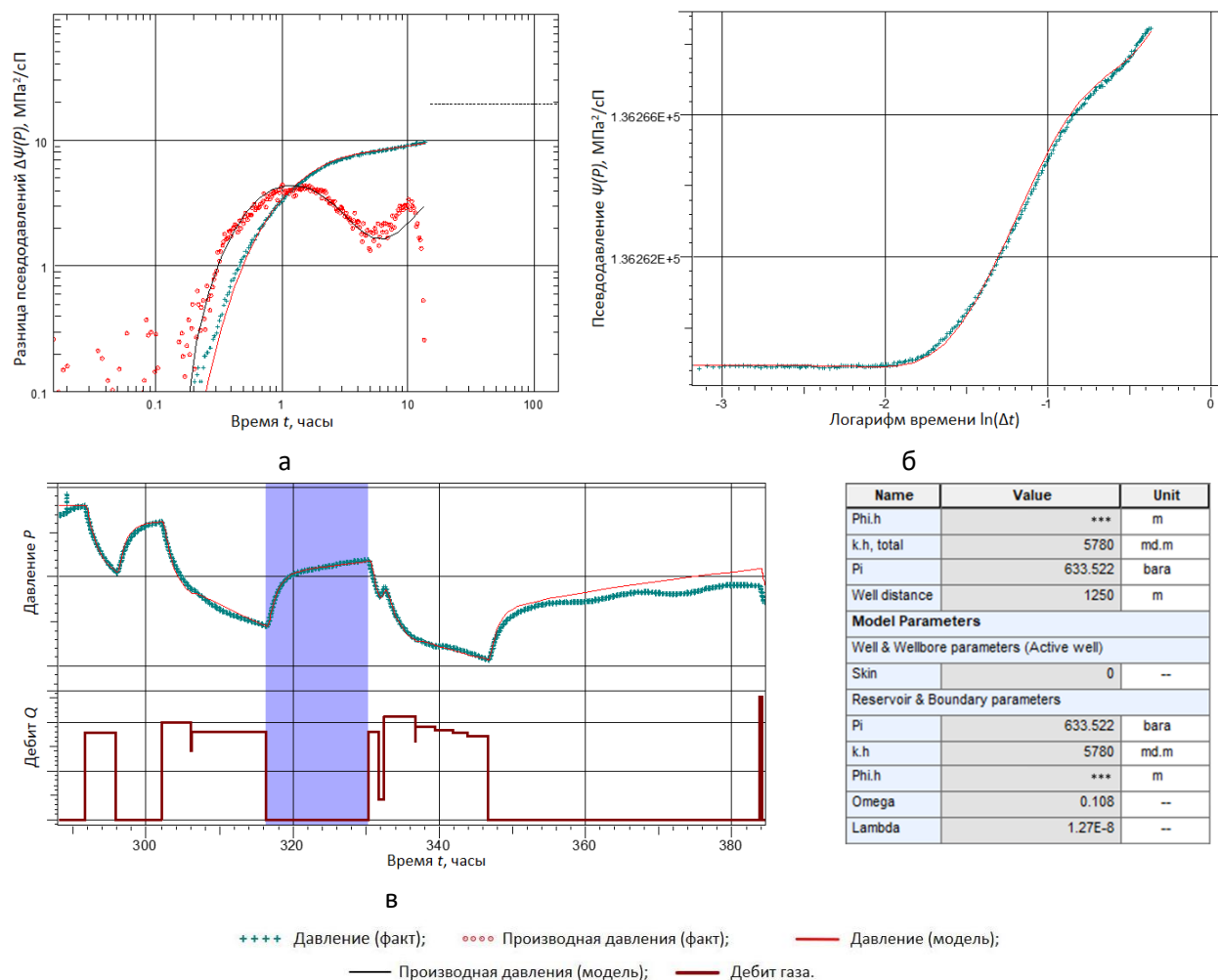


Рис. 8. Результаты интерпретации данных этапа № 2 исследования на графиках: а – логарифмическом; б – полулогарифмическом; в – «историческом»

По результатам двух ГГДИС отдельных скважин и общего для двух скважин гидропрослушивания получено три значения гидропроводности: два первых характеризуют коллектор в секторах 360° вокруг соответствующих скважин, а последнее – область коллектора вдоль межскважинного отрезка внутри исследуемого пласта.

Скважина Е1 находится в центральной части залежи в зоне выдержанных эффективных газонасыщенных толщин (см. рис. 1), средняя гидропроводность сектора 360° вокруг скважины, определенная по результатам ГГДИС, совпадает с гидропроводностью по азимуту

по направлению к скважине О1, определенной межскважинным исследованием. Отсюда следует вывод, что исследуемый пласт обладает латеральной выдержанностью с «медленной» (относительно межскважинного расстояния) вариацией фильтрационных свойств.

Скважина О1 находится в краевой части залежи – в газовой зоне. В противоположном азимуте межскважинного исследования секторе скважины О1 по мере удаления от скважины наблюдается понижение кровли пласта и снижение эффективных газонасыщенных толщин, обусловленное наличием газовой зоны (см. рис. 1).

Поэтому пониженное значение гидропроводности пласта согласно ГГДИС скважины О1 по сравнению с гидропроводностью межскважинного исследования соответствует представлению о структуре пласта и распределению ФЕС коллектора.

Таким образом, соотношение значений гидропроводности по результатам трех вышеописанных исследований подтверждает геологическую модель исследуемого участка залежи.

Выводы

По итогу проведения межскважинного импульсного гидропрослушивания Оператором достигнуты следующие результаты:

1. Оценена плотность начальных дренируемых запасов газа ($\phi \cdot h \cdot S_g$) в исследуемой межскважинной области пласта XVa;

2. Оценена гидропроводность ($k \cdot h$) пласта в межскважинной области;

3. Определены параметры двойной среды: соотношение упругоэластичности трещина/матрица и коэффициент межпорового перетока;

4. Обосновано отсутствие экранирующей способности малоамплитудного разлома;

5. Определена пьезопроводность пласта, оценено время достижения границ залежи воронкой депрессии работающей скважины.

Полученная плотность начальных дренируемых запасов газа далее сравнивалась с соответствующими показателями петрофизической модели. По результатам сравнения произведено уточнение методики выделения коллекторов

различных петротипов, а также оценки их ФЕС, что позволило существенно снизить неопределенность оценки начальных запасов газа.

Получена информация о структуре коллекторских свойств пласта: определено, что в матрице находится ~99% подвижных запасов газа, а в трещинах ~1%, проницаемость системы трещин примерно на 6 порядков выше проницаемости матрицы. Т.е. львиная доля запасов сосредоточена в низкопроницаемой матрице, испещренной высокопроницаемыми каналами. Необходимым условием эффективной разработки является качественное (с минимальным скин-фактором) подключение скважин к системе естественной трещиноватости, а также сохранение проницаемости трещин на длительном периоде эксплуатации месторождения.

Результаты 4 и 5 являются обоснованием применимости метода «материальный баланс» оценки дренируемых запасов залежи на самых ранних стадиях опытно-промышленной эксплуатации, так как авторами показано, что потенциальные барьеры для фильтрации в пределах газонасыщенной зоны таковыми не являются, а также определено время достижения границ залежи воронкой депрессии скважины.

Все полученные данные о фильтрационно-емкостных, структурных свойствах коллектора, свойствах субсейсмических нарушений интегрируются Оператором в рамках постояннодействующей геолого-гидродинамической модели и являются основой для проектирования разработки, системы сбора и транспорта, а также прогнозирования добычи.

Авторы считают необходимым еще раз подчеркнуть, что межскважинное импульсное исследование, по сравнению с ГГДИС одиночной скважины, позволяет помимо фильтрационных свойств также оценить и емкостные свойства коллектора. Также неоспоримым преимуществом этого метода перед ГГДИС отдельной одиночной скважины является то, что реагирующая скважина в момент регистрации сигнала находится в восстановленном статичном состоянии, что позволяет устранить влияния ствола скважины, скин-фактора и разделения фаз в стволе на кривую восстановления давления – эффекты, которые зачастую существенно снижают информативность производной Бурде при исследовании одиночной скважины.

Заключение

Межскважинное импульсное гидропрослушивание позволило Оператору получить уникальную информацию о свойствах продуктивного пласта. Уникальность информации заключается в том, что на текущем этапе освоения месторождения она не могла быть получена никаким другим способом, кроме проведения межскважинного импульсного гидро-

прослушивания. До ввода месторождения в опытно-промышленную эксплуатацию Оператором планируется проведение несколько следующих межскважинных исследований:

- с большим удалением между скважинами с целью исследования большего участка месторождения;

- с вариацией угла азимута исследования по отношению к азимуту преимущественного распространения трещиноватости с целью исследования анизотропии гидропроводности пласта коллектора.

В результате исследования авторами продемонстрирована ценность забойной информации даже на этапе вовлечения в добычу только двух скважин. Поэтому с целью эффективного мониторинга разработки месторождения при вводе месторождения в опытно-промышленную эксплуатацию Оператором запланировано создание опорной сети мониторинговых скважин, оснащенных стационарными глубинными манометрами с непрерывной передачей замеров в промысловую систему сбора данных, что для газовых скважин рассматриваемого нефтегазового региона является инновацией.

Литература

1. *Tillyabaev M., Abidov Kh., Klevitskiy A.* et al. Study of the prospects for gas-containing terrigenous deposits of the Middle and Lower Jurassic on one of the areas within the Afghan-Tajik Depression // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196941-MS. <https://doi.org/10.2118/196941-MS>
2. *Закиров С.Н., Ланук Б.Б.* Проектирование и разработка газовых месторождений: Учебное пособие. М.: Недра, 1974. 376 с.
3. *Щебетов А.В., Гаврилов А.В., Жукова А.А., Розова А.Р.* Анализ рисков разработки газоконденсатной залежи на ранней стадии изученности // Газовая промышленность. 2012. № 3(674). С. 24–28.
4. *Гутман И.С.* Методы подсчета запасов нефти и газа. М.: Недра, 1985. 223 с.
5. *Тиллябаев М.Р., Абидов Х.А., Клевицкий А.Г.* и др. Особенности построения геолого-гидродинамической модели сложнопостроенного карбонатного резервуара в условиях высокой

геологической неопределенности (на примере одного из месторождений в Сурхан-Вахшской НГО, Республика Узбекистан) // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 10(227). С. 12–16.

6. *Ramatullayev S., Blinov V., Tukhtaev R.* et al. The fracture characterization and assessment of gas potential with advanced formation tester in low permeability fractured carbonate reservoir // SPE Annual Caspian Technical Conference, Baku, Azerbaijan, 16–18 October 2019. Paper SPE-198376-MS. <https://doi.org/10.2118/198376-MS>

7. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учеб. пособие. М.: МАКС Пресс, 2008. 476 с.

8. *Bourdet D.* Well test analysis: The use of advanced interpretation models. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.

9. *Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S.* et al. Dynamic data analysis – v5.50.01. Paris: KAPPA, 2022. 778 p.

10. *Gavrilov A.V., Shirko I.V.* The phenomenon of the effective viscosity for the flow in inhomogeneous granular medium // Navier–Stokes equations: Properties, description and applications / Ed. by R. Younci. New York: Nova Science Publishers, 2012. P. 281–306.

Experience of interwell interference testing in a fractured gas reservoir

A.V. Gavrilov^{1*}, Sh.E. Togaev¹, Kh.A. Abidov¹, A.A. Tursunova², R.F. Ismagilov³

1 – Surhan Gas Chemical Operating Company LLC, Tashkent, Uzbekistan

2 – Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, Tashkent, Uzbekistan

3 – well-testing expert, Moscow, Russia

E-mail: *aleksey.gavrilov@sgc-oc.com

Abstract. The paper describes the results of interwell interference testing performed at a gas field of Surhandarya oil and gas region of Uzbekistan. The field is currently under appraisal program and being prepared for pilot production. The purpose of the testing: gaining dynamic data for extraction of not only flow capacity but also on a storage capacity of the complex fractured reservoir. The data are of essential need for correct and reliable design of pilot development project. As a result of the preformed test interpretation, the authors estimated: volume of movable reservoir gas at the tested area; structure of reservoir capacity (storativity of fractures/matrix, interporosity flow coefficient); reservoir conductivity; sealing capacity of subseismic-scale faults across the gas-bearing area of the field.

The method of interwell interference consists of interpretation of an observation well pressure response to signal (flow/shut in) emitted from a disturbing well with known distance between completions of each well.

During the test downhole battery gauges with resolution of 70 Pa were used, the rates of a producing (disturbing) well were measured by Coriolis flow meter of three-phase separator at a well site.

The obtained data were interpreted using KAPPA Saphir software.

Keywords: fractured reservoir, well testing, interference testing, drained reserves, well logging, gas-saturated reservoir, transmissibility, pressure conductivity, porosity and permeability, pressure build-up, dual porosity, reservoir storativity, interporosity flow coefficient, pilot production.

Citation: Gavrilov A.V., Togaev Sh.E., Abidov Kh.A., Tursunova A.A., Ismagilov R.F. Experience of interwell interference testing in a fractured gas reservoir // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 124–140. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art8> (In Russ.).

References

1. Tillyabaev M., Abidov Kh., Klevitskiy A. et al. Study of the prospects for gas-containing terrigenous deposits of the Middle and Lower Jurassic on one of the areas within the Afghan-Tajik Depression // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196941-MS. <https://doi.org/10.2118/196941-MS>
2. Zakirov S.N., Lapuk B.B. Design and development of gas fields: Textbook. Moscow: Nedra, 1974. 376 p. (In Russ.).
3. Schebetov A.V., Gavrilov A.V., Zhukova A.A., Rozova A.R. Uncertainty assessment and risk-analysis of gas-condensate field development at pilot stage // Gazovaya Promyshlennost. 2012. No. 3(674). P. 24–28. (In Russ.).
4. Gutman I.S. Methods for calculating oil and gas reserves. Moscow: Nedra, 1985. 223 p. (In Russ.).

5. *Tillyabaev M.R., Abidov Kh.A., Klevitskiy A.G.* et al. Geological and hydrodynamic model construction features of a complex carbonate gas-producing reservoir under high geological uncertainty: Field example, Urkhan-Vakhshskaya oil and gas province, Republic of Uzbekistan // *Neft. Gaz. Novatsii*. 2019. No. 10 (227). P. 12–16. (In Russ.).
6. *Ramatullayev S., Blinov V., Tukhtaev R.* et al. The fracture characterization and assessment of gas potential with advanced formation tester in low permeability fractured carbonate reservoir // *SPE Annual Caspian Technical Conference*, Baku, Azerbaijan, 16–18 October 2019. Paper SPE-198376-MS. <https://doi.org/10.2118/198376-MS>
7. *Kremenetskiy M., Ipatov A.* Well-testing methods: Teaching aid. Moscow: MAKS Press, 2008. 476 p. (In Russ.).
8. *Bourdet D.* Well test analysis: The use of advanced interpretation models. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.
9. *Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S.* et al. Dynamic data analysis – v5.50.01. Paris: KAPPA, 2022. 778 p.
10. *Gavrilov A.V., Shirko I.V.* The phenomenon of the effective viscosity for the flow in inhomogeneous granular medium // *Navier–Stokes equations: Properties, description and applications* / Ed. by R. Younci. New York: Nova Science Publishers, 2012. P. 281–306.