

УДК 622.276

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ ПЛАСТА ЮС₂ ВИШНЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гумерова Алина Анфисовна¹,
nygalina@mail.ru

Малышев Виктор Леонидович²,
victor.L.malyshev@gmail.com

Моисеева Елена Флоридовна²,
elena.f.moiseeva@gmail.com

¹ Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз» Нефтегазодобывающее управление «Федоровскнефть», Россия, 628400, г. Сургут, ул. Нефтяников, 29.

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью проведения и интерпретации гидродинамических исследований скважин, в частности гидропрослушивания пласта, для проектирования разработки месторождений. Гидропрослушивание пласта позволяет уточнить особенности строения пласта, наличие или отсутствие гидродинамической связи между скважинами, а также повысить точность определения фильтрационных характеристик пласта.

Цель: на основе интерпретации результатов гидропрослушивания пласта выявить режим работы возмущающих скважин, позволяющий идентифицировать сигнал на реагирующей скважине без ее остановки, рассчитать фильтрационные характеристики пласта.

Объекты: пласт ЮС₂ Вишневого месторождения.

Методы: дизайн гидропрослушивания в программном комплексе Kappa-Workstation (модуль Saphir); промышленные исследования на возможность определения импульса давления в реагирующем фонде скважин; интерпретация результатов гидропрослушивания пласта в программном комплексе Карра.

Результаты. Представлены результаты гидродинамических исследований скважин на двух участках пласта ЮС₂ Вишневого нефтяного месторождения методом гидропрослушивания пласта. Рассмотрено влияние различных факторов на качество исследований, рассчитаны проницаемость, пьезо- и гидропроводность в районе реагирующих скважин. На первом участке пласта в качестве источника возмущения была использована нагнетательная скважина. В процессе исследования было реализовано два цикла остановки и последующего запуска в работу нагнетательной скважины. В результате интерпретации исследований были рассчитаны фильтрационные характеристики пласта, значения которых согласуются с данными петрофизических исследований. Для второго из рассмотренных участков пласта произведено моделирование с целью определения возможности проведения исследования без остановки реагирующей скважины. По результатам моделирования исследования скважин сделан вывод о том, что для определения влияния нагнетательных (возмущающих) скважин на добывающие (реагирующие) скважины не требуется. В этом случае необходимы остановки исключительно возмущающих скважин. Для проведения гидропрослушивания пласта на данном участке было задействовано три возмущающих и одна реагирующая скважина. Результаты исследований позволили выявить режим работы возмущающих скважин, позволяющий идентифицировать сигнал на реагирующей скважине без ее остановки. Произведена интерпретация исследований, по результатам которой рассчитаны фильтрационные параметры пласта.

Ключевые слова:

Гидропрослушивание пласта, гидродинамические исследования, термоманометрические системы, гидродинамическое моделирование, возмущающая скважина, реагирующая скважина.

Введение

Разработка нефтяных и газовых месторождений на сегодняшний день требует обязательного построения максимально точных гидродинамических моделей объекта разработки [1, 2]. Для качественного проектирования и настройки параметров пласта в моделях необходима точная информация о его состоянии и процессах, происходящих в пласте [3]. Геофизические исследования и анализ ядерного материала характеризуют только околоскважинную зону, не отражая процессов, происходящих в межскважинном пространстве. Поэтому для качественного гидродинамического моделирования разработки месторождений необходимо проведение гидродинамических исследо-

ваний скважин (ГДИС), в частности гидропрослушивания пласта. Данные исследования позволяют определять: особенности строения пласта [4, 5], наличие или отсутствие гидродинамической связи между скважинами [6]. Сопоставление параметров пьезо-проводности и гидропроводности, полученных на основе гидродинамических моделей и результатов гидропрослушивания, дает возможность повысить точность определения значений проницаемости пласта и эффективной работающей толщины [7, 8]; изучать скорость продвижения фронта вытеснения [9]. Все это позволяет повышать точность гидродинамических моделей и может быть использовано для контроля и регулирования процесса разработки в терригенных и карбонатных коллекторах [10].

В основе проведения операции гидропрослушивания лежит выбор рядом расположенных скважин и изучение изменения импульсов давления в реагирующих скважинах, вызванных созданием возмущающей волны в нагнетательных скважинах. Аналитические решения, связанные с изучением массообменных процессов, позволяют получить зависимость, отражающую время запаздывания импульса в реагирующей скважине в зависимости от параметров пласта [11, 12]. Развитие высокоточного оборудования и оснащение скважин термоманометрическими системами (ТМС) с разрешающей способностью по давлению 0,01 атм позволяет проводить гидропрослушивание без остановок реагирующих скважин, что, безусловно, положительно сказывается на объемах добычи целевого флюида [13]. Кроме того, в вышеуказанной работе отмечается, что разрешающая способность манометра в 1 атм в большинстве случаев оказывается недостаточной для определения гидродинамической связи и фильтрационно-емкостных свойств пласта.

В Российской Федерации гидропрослушивание пласта широко используется наряду с другими методами гидродинамических исследований скважин. В работе [14] представлены результаты гидропрослушивания перспективных туронских отложений и особенности интерпретации полученных данных для скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, проводимой с использованием средств двумерного и трехмерного численного моделирования. В [15] показано, как методы гидропрослушивания межскважинного пространства, применяемые на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении, позволили оценить проводимость одного из выделенных разломов до ввода рассматриваемого участка в эксплуатацию. В работе [1] описаны результаты проведения гидропрослушивания пласта на нефтяном месторождении в Тимано-Печорском регионе, а в [16] – на Ново-Серебрянском нефтяном месторождении Калининградской области. Авторы [17] уточнили геологическое строение Юрубчено-Тохомского месторождения по данным исследований скважин методом гидропрослушивания. Результаты исследований фильтрационных потоков с использованием гидропрослушивания пласта на объекте Ю1 Холмистого месторождения описаны в [18].

В зарубежной литературе для изучения процессов, происходящих в межскважинном пространстве, используют термины «interference test» и «pulse test». В книге [19] детально раскрываются особенности проведения и результатов интерпретации операции гидропрослушивания на нефтяных и газовых месторождениях Китая.

Разработка специализированных программных комплексов для обработки результатов гидродинамических исследований скважин, таких как Карра, Pap-System, ГидраТест, Мониторинг ГДИС, позволяет значительно упростить процедуру интерпретации результатов исследования [20]. Вступая в эпоху разработки трудноизвлекаемых запасов, мы вынуждены проектировать сложнопрофильные скважины с мно-

гостадийными гидроразрывами пласта [21, 22]. Возникающие в таких скважинах режимы течения зачастую могут не диагностироваться либо перекликаться с граничными эффектами, что требует доработки существующих моделей, используемых в симуляторах [23–25]. Вне зависимости от используемого программного обеспечения, обработка результатов ГДИС не поддается автоматизации [26]. Развитие статистических, генетических алгоритмов и нейронных сетей в первом приближении дает нам решение этой задачи [27, 28], но до сих пор качественный анализ результатов интерпретации исследования основывается на опыте и знании геологических особенностей моделируемых объектов и остается тонкой работой интерпретатора.

Представленная статья является продолжением работы авторов по исследованию скважин на Вишневском месторождении [29]. Особое внимание уделено возможности эффективного проведения гидропрослушивания скважин без остановки добывающего фонда на различных участках исследуемого объекта. Проведены дизайны гидропрослушивания в программном комплексе Карра-Workstation (модуль Saphir) и промысловые исследования на возможность определения импульса давления в реагирующем фонде скважин. Даны рекомендации по подбору скважин-кандидатов для эффективной реализации геологических мероприятий.

Постановка проблемы

Гидропрослушивание пласта
на скважинах Вишневого месторождения

В рамках программы гидродинамических исследований скважин Вишневого месторождения гидропрослушивание пласта было проведено на двух участках пласта ЮС₂. Возмущение пласта на всех участках работ осуществлялось путем остановок-запусков возмущающих скважин. Регистрация забойного давления на исследуемых участках проводилась с помощью ТМС и автономного глубинного преобразователя давления и температуры. Расход воды в возмущающих и нагнетательных скважинах замерялся с помощью ультразвукового вихревого счетчика, установленного в блоке распределения воды.

На рис. 1 приведены карты исследуемых участков пласта ЮС₂ Вишневого месторождения. Для первого участка пласта (рис. 1, а) исследовались результаты воздействия одной возмущающей (нагнетательной) скважины на пять добывающих скважин, находящихся в работе в момент проведения исследований. Проанализирован отклик каждой из реагирующих скважин, а в случае его отсутствия выявлены соответствующие причины. Для второго участка пласта (рис. 1, б) гидропрослушивание произведено путем анализа результатов воздействия трех возмущающих (нагнетательных) скважин на одну реагирующую скважину. С помощью моделирования выбраны оптимальные режимы работы нагнетательных скважин для получения отклика на реагирующей скважине, а также проанализированы фактические результаты исследования.

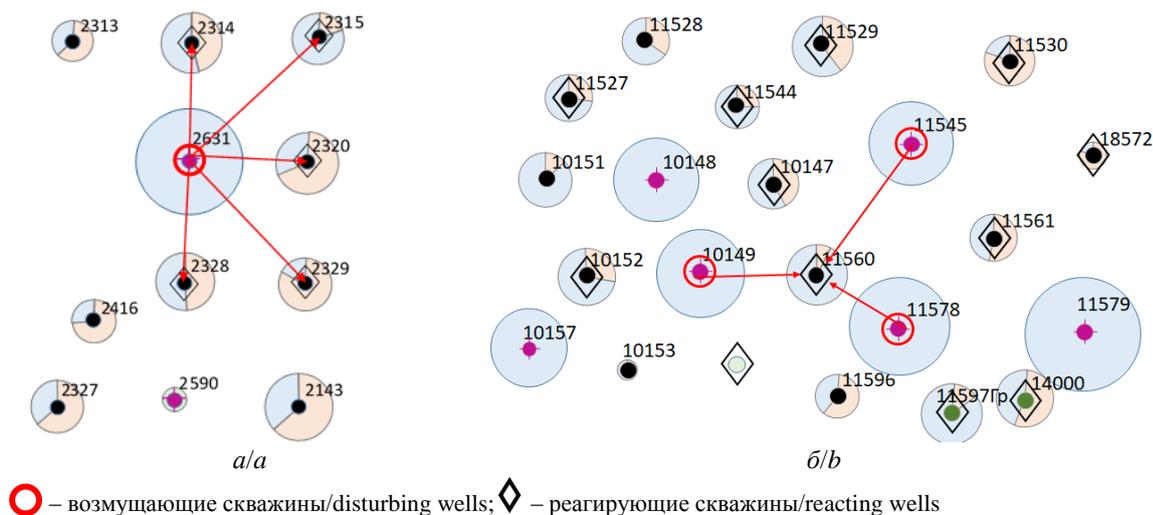


Рис. 1. Исследуемые участки пласта ЮС₂ Вишневого месторождения: а) участок № 1; б) участок № 2
Fig. 1. Studied regions of YuS₂ formation of Vishnevskoe field: a) region 1; b) region 2

Методология

Гидропрослушивание пласта путем воздействия одной возмущающей скважиной на несколько реагирующих

Рассмотрим сначала результаты исследований, проведенных на первом участке пласта ЮС₂ (рис. 1, а). Воздействие на пласт скважиной № 2631 проводилось в два цикла. В первом цикле время остановки нагнетательной скважины составило 197 часов, а время работы составило 360 часов. При этом фактическая приемистость скважины равнялась 213 м³/сут. Во втором цикле фактическое время остановки составило 264 часа, после чего скважина была запущена в постоянную работу с приемистостью 215 м³/сут.

Воздействие на пласт нагнетательной скважиной № 2631 было выполнено без нарушений технологии исследования. Все реагирующие скважины (№№ 2314, 2320, 2315, 2328, 2329) находились в рабочем режиме.

Результаты исследования показали, что на скважине № 2320 наблюдаются изменения давления, характеризующие приход импульса от изменения режима работы возмущающей скважины № 2631. Изменение давления обусловлено как импульсом от возмущающей скважины, так и параметрами пласта в направлении данной скважины.

В результате запуска возмущающей скважины № 2631 в течение первого цикла воздействия идентифицируется импульс в скважине № 2328.

Во время интерпретации исследования при анализе поведения давления в реагирующих скважинах № 2328, 2329 выявлено влияние нагнетательной скважины № 2590, которая во время исследования была остановлена.

На скважинах № 2314 и 2315 импульс от возмущающей скважины № 2631 диагностировать не удалось.

Анализ данных выявил следующие нарушения при проведении исследований:

- 1) отсутствие показаний с датчика ТМС в результате сбоя на скважине № 2314;

- 2) помехи высокой амплитуды из-за «шумов» от работы электроцентробежного насоса (ЭЦН) на датчике ТМС. Диапазон изменения давления в результате помех ЭЦН составил от 0,029 до 0,15 Мпа (на скважине № 2314), что соизмеримо с величиной ожидаемого импульса;
- 3) незапланированные технологические остановки скважины № 2315.

Обработка и интерпретация результатов исследования

По результатам проведенных исследований, на основе метода характерных точек, для реагирующих скважин были рассчитаны проницаемость, пьезо- и гидропроводность пласта.

Согласно выбранному методу, точка начала изменения давления идентифицируется как изменение уклона касательной к кривой давления. Пьезопроводность можно определить по формуле:

$$\chi = 0,0732 \frac{R^2}{t_n},$$

где t_n – время, соответствующее точке изменения давления, с; R – расстояние между возмущающей и реагирующей скважиной, м.

Проницаемость рассчитывается следующим образом:

$$k = \mu \cdot \beta^* \cdot \chi,$$

где μ – вязкость скважинной продукции, мПа·с; β^* – сжимаемость пластовой системы, 10⁻¹⁰ Па⁻¹; χ – пьезопроводность между скважинами, м²/с.

Результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин приведены в табл. 1.

В результате проведенных исследований был получен отклик в пласте от остановок-запусков нагнетательной скважины № 2631 в скважинах № 2320, 2329, 2328. Из табл. 1 видно, что значения проницаемости, определенные по результатам ГДИС, в большинстве случаев несколько завышены в сравнении с данными петрофизических исследований (комплексные результаты исследования ядерного материала и ГИС).

Гидропроводность также оказалась завышенной в скважинах № 2329, 2328. В остальных скважинах значения, полученные по ГДИС, в целом согласуются с петрофизическими исследованиями.

Таблица 1. Результаты интерпретации гидропрослушивания участка № 1

Table 1. Interference interpretation results for the first regions of the formation

Возмущающая скважина Disturbing well	Циклы воздействия Cycles of impact	Реагирующие скважины/расстояние, м Responsive wells/distance, m	Гидродинамические исследования скважин Hydrodynamic studies of wells			Петрофизика Petrophysics	
			Пьезопроводность, м ² /с Piezo conductivity, m ² /sec	Проницаемость, мкм ² Permeability, μm ²	Гидропроводность, мкм ² ·м/мПа·с Hydroconductivity, μm ² ·m/mPa·s	Проницаемость, мкм ² Permeability, μm ²	Гидропроводность, мкм ² ·м/мПа·с Hydroconductivity, μm ² ·m/mPa·s
2631	1	2320/492	0,040	0,132	0,278	0,155	0,326
	2		0,044	0,111	0,234		
	1	2329/703	0,072	0,230	0,543	0,101	0,238
	2		0,068	0,232	0,548		
	1	2328/441	0,631	0,226	0,476	0,196	0,413
	2		0,194	0,637	1,343		
2590	1	2329/710	0,065	0,208	0,491	0,101	0,238
	2		0,031	0,098	0,231		
	1	2328/675	0,208	0,684	1,442	0,196	0,413
	2		0,151	0,497	1,040		

Гидропрослушивание пласта путем воздействия нескольких возмущающих скважин на одну реагирующую скважину

Целью гидропрослушивания пласта на втором участке пласта ЮС₂ являлось определение гидродинамической связи между нагнетательными скважинами № 11578, 11545, 10149 и добывающей скважиной № 11560, а также определение фильтрационно-емкостных свойств пласта на исследуемом участке.

До проведения исследования с помощью программного обеспечения Карра было выполнено численное моделирование гидродинамических исследований методом гидропрослушивания с целью уточнения гидродинамической связи между добывающей скважиной № 11560 и нагнетательными скважинами № 11578, 11545, 10149, а также фильтрационно-емкостных свойств пласта на исследуемом участке по характерным точкам кривой реагирования.

Для подбора оптимального режима воздействия возмущающих скважин на реагирующую рассмотрены два варианта исследования: с остановкой реагирующих скважин, без остановки реагирующих скважин.

Моделирование гидропрослушивания при остановленных реагирующих скважинах

Первый вариант предполагает возмущение пласта путем создания последовательной серии импульсов периодической закачки воды через нагнетательные

скважины № 11578, 11545, 10149. Импульс от воздействия возмущающих скважин прослеживается в остановленной реагирующей скважине № 11560. Рассмотрено два варианта приемистости нагнетательных скважин:

- при текущей приемистости нагнетательных скважин (по замерам телемеханики НПК «Альфа»): № 11578 – 110 м³/сут, № 10149 – 100 м³/сут, № 11545 – 98 м³/сут;
- при максимально (теоретически) возможной приемистости: № 11578 – 200 м³/сут, № 10149 – 160 м³/сут, № 11545 – 150 м³/сут.

Для выравнивания поля давления на исследуемом участке пласта в каждом из вариантов остановки нагнетательных (№ 11545, 10149, 11578) и добывающих (№ 10147, 11596, 11560) скважин производилась за 20 суток до начала циклов возмущения.

Возмущение пласта задавалось двумя циклами, состоящими из последовательного пуска и остановки возмущающей скважины, в следующем порядке:

- скважина № 11578 с длительностью каждого цикла 600 часов (300 часов работы и 300 часов простоя);
- скважина № 10149 с длительностью каждого цикла 600 часов (300 часов работы и 300 часов простоя);
- скважина № 11545 с длительностью каждого цикла 1200 часов (600 часов работы и 600 часов простоя).

Результаты расчета (времени прихода импульса и его амплитуды) представлены в табл. 2. Из таблицы видно, что при текущих режимах закачки импульсы от возмущения скважин № 11545 и 10149 не диагностируются. Для получения отклика в реагирующей скважине необходимо изменить режимы закачки в нагнетательных скважинах: № 11545 не менее чем до 150 м³/сут, № 10149 – не менее чем до 160 м³/сут, № 11578 – не менее чем до 200 м³/сут.

С целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и корректировки общего времени исследования методом гидропрослушивания перед началом проведения исследований в возмущающих (нагнетательных) скважинах необходимо зарегистрировать кривую падения давления. Для этого в скважины требуется спустить глубинные автономные преобразователи давления и температуры на максимально возможную глубину. На основании полученных значений ФЕС необходимо произвести корректировку программы исследования.

Моделирование гидропрослушивания без остановки добывающих скважин

Моделирование исследования по второму варианту проводилось при следующих условиях:

- Реагирующая скважина № 11560 работает с постоянным режимом отбора на весь период исследования.
- Остановка нагнетательных скважин № 11545, 10149, 11578 производится за 20 суток до начала циклов возмущения с целью выравнивания поля давления на исследуемом участке пласта.

- Возмущение пласта производится путем создания импульсов от поочередного запуска в работу нагнетательных скважин № 11578, 10149, 11545. Текущая приемистость нагнетательных скважин, полученная по замерам телемеханики (НПК

«Альфа»): № 11578 – 110 м³/сут, № 10149 – 100 м³/сут, № 11545 – 98 м³/сут.
 Рассмотрены три варианта, когда длительность работы и остановки возмущающих скважин, на основании которых выполнено моделирование, составляет 10, 15 или 20 суток.

Таблица 2. Исходные значения фильтрационно-емкостных свойств и результаты моделирования времени прихода импульса и его амплитуды

Table 2. Initial reservoir properties and simulation results of the pulse arrival time and its amplitude

k, мД (mD)	K _п , д. ед. (dimless.)	h, м (m)	Дискретность регистрации значений по каналу давления («шум»), МПа Discreteness of registration of values through the pressure channel («noise»), МПа	Приемистость возмущающей скважины Disturbing well injectivity Q, м ³ /сут (m ³ /day)	Результаты моделирования Simulation results						
					1 цикл/1 cycle			2 цикл/2 cycle			
					Δt_3	Δt_0	ΔP , МПа (MPa)	Δt_3	Δt_0	ΔP , МПа (MPa)	
						ч/h	ч/h	ч/h	ч/h	ч/h	ч/h
Пара скважин (wells) – 11545, 11560											
14,0	0,16	7,8	0,1	98,0 (текущ.) 98,0 (current)	Не диагностируется/Not registered						
				150,0 (теоретич.) 150,0 (theoretical)	718,0	722,0	0,43	686,0	686,0	0,49	
Пара скважин (wells) – 10149, 11560											
14,0	0,16	7,8	0,1	100,0 (текущ.) 100,0 (current)	Не диагностируется/Not registered						
				160,0 (теоретич.) 160,0 (theoretical)	441,0	347,0	0,15	420,0	371,0	0,25	
Пара скважин (wells) – 11578, 11560											
14,0	0,16	7,8	0,1	110,0 (текущ.) 110,0 (current)	–	258,0	0,40	368,0	229,0	0,47	
				200,0 (теоретич.)	287,0	319,0	0,50	283,0	303,0	0,60	

Δt_0 – время прихода импульса после остановки возмущающей скважины, [ч]; Δt_3 – время прихода импульса после запуска возмущающей скважины, [ч].

Δt_0 – pulse arrival time after shutdown of the disturbing well [h]; Δt_3 – pulse arrival time after the start of the perturbing well.

Для наглядного отображения реакции скважины № 11560 на возмущение нагнетательных скважин (в частности, для оценки времени прихода импульса и

его амплитуды) построен график изменения давления в полулогарифмических координатах (рис. 2).

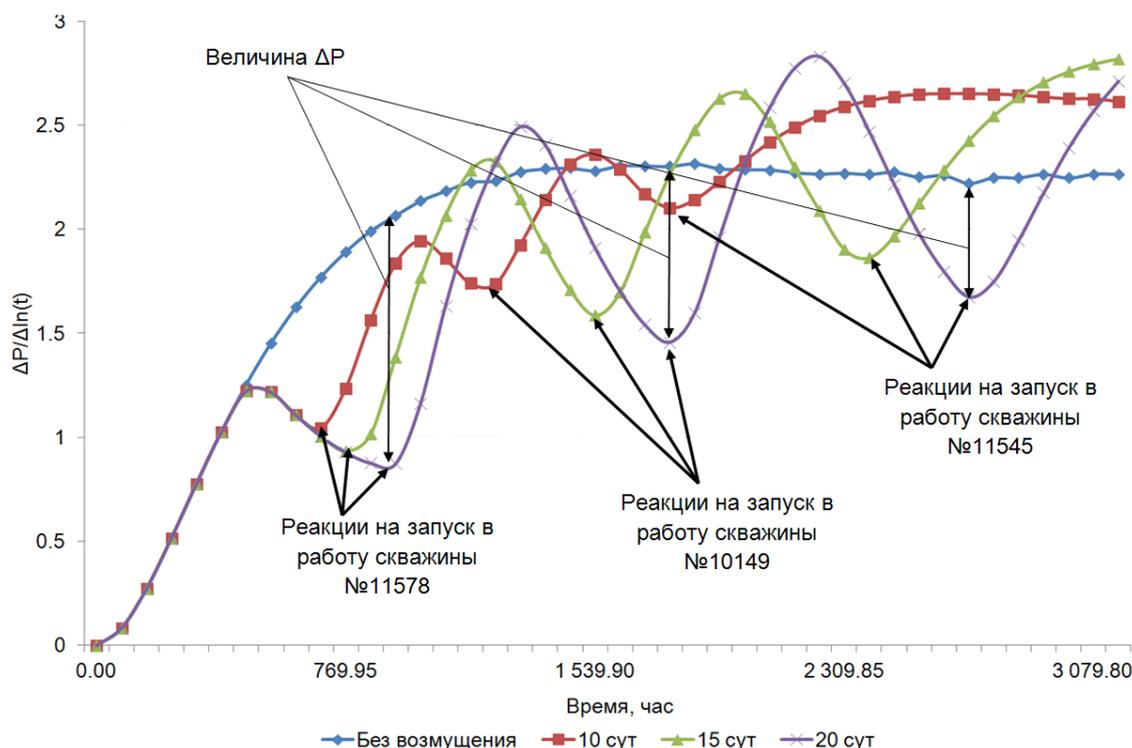


Рис. 2. Диагностический график реагирующей скважины № 11560 в полулогарифмических координатах

Fig. 2. Diagnostic plot of the reacting well no. 11560 in semi-logarithmic coordinates

Результаты расчета (величины экстремумов давления) представлены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты моделирования работы возмущающих скважин

Table 3. Results of disturbing wells simulations

Продолжительность возмущения, сутки Disturbance time, days	Величина экстремумов давления, МПа Pressure maximum, MPa		
	Скважина/Well		
	11578	10149	11545
10	0,31	0,42	0,42
15	0,44	0,57	0,57
20	0,53	0,71	0,69

В связи с ограничением возможностей ПО «Saphir» при моделировании дебит жидкости в скважине № 11560 принят постоянным, равным 44 м³/сут.

Анализ результатов моделирования показывает, что забойное давление (на ВНК) в процессе исследования снижается до 9,30 МПа, что ниже давления насыщения на 3,0 МПа. Эксплуатация скважины в таких условиях характеризуется следующими особенностями:

- наличие резких скачков давления;
- незапланированные остановки.

По результатам моделирования исследования скважин по второму варианту можно сделать вывод о том, что для определения влияния нагнетательных (возмущающих) скважин на добывающую (реагирующую), остановка скважины №11560 не требуется. В этом случае необходимы остановки исключительно возмущающих скважин. В связи с тем, что забойное давление (на ВНК) в процессе исследования упало ниже давления насыщения, возможны резкие скачки давления и незапланированные остановки скважин. В таких условиях при невыполнении требований к проведению исследований, прогнозируется высокий риск получения неинформативных результатов в связи с невозможностью идентификации отклика в реагирующей скважине.

Гидропрослушивание пласта

До проведения исследования с помощью моделирования выполнен расчет времени начала регистрации и амплитуды импульса в реагирующей скважине № 11560 от возмущения нагнетательных скважин № 11578, 11545, 10149. Фильтрационно-емкостные параметры скважин пласта ЮС₂ Вишневого месторождения и промысловая информация, используемая для моделирования, представлены в табл. 4. Представленная информация относится к начальному периоду разработки месторождения и основывается на данных исследования кернового материала и геофизических исследований скважин. Результаты моделирования и фактическое время прихода импульса приведены в табл. 5. Анализ результатов показывает, что при проведении гидропрослушивания на промысле не удалось реализовать рекомендуемые режимы нагнетания, а при сопоставлении текущих режимов отклик удалось диагностировать лишь в единичном случае (скважины 11560–11578). Отсутствие реакции в скважинах 10149 и 11545 может быть вызвано большей удаленностью от скважины 11560 по сравнению со скважиной 11578, что усложняет идентификацию импульса в реагирующей

скважине. Пятикратное превышение времени прихода импульса при сопоставлении результатов моделирования ГП и промысловых данных может быть вызвано упрощенной структурой модели пласта при использовании программного модуля Saphir, а также возможным образованием трещин автоГПП на скважине 11578. В случае неинформативности результатов проведения гидропрослушивания взаимовлияние скважин может быть установлено на основе аналитических подходов с анализом истории работы скважин, режимов работы и различных зависимостей, а также трассерных исследований.

Таблица 4. Фильтрационно-емкостные параметры скважин пласта ЮС₂ Вишневого месторождения, используемые для моделирования

Table 4. Reservoir parameters of wells of the YuS₂ formation of the Vishnevskoe field used for modeling

№ скв. Well no.	Текущий диапазон значений приемистости/дебита, м ³ /сут Current injection/production rate, m ³ /day	K _п , д.ед. (dimless)	k, мкм ² μm ²	h, м/м	k·h, мкм ² ·м μm ² ·m
Нагнетательные скважины Injection wells					
11545	65–115	0,17	0,0068	12,0	0,082
10149	93–120	0,16	0,0038	8,8	0,033
11578	99–130	0,15	0,0016	2,9	0,005
Добывающие скважины Production wells					
11530	11–37	0,16	0,0068	4,2	0,029
11561	0–31	0,18	0,0083	4,2	0,035
10147	30–38	0,17	0,0115	9,1	0,105
11544	20–31	0,17	0,0145	4,9	0,071
11529	26–65	0,17	0,0172	4,0	0,069
10151	41–80	0,18	0,011	7,3	0,080
10152	0–41	0,16	0,0049	6,2	0,030
14000	41–47	0,17	0,0134	10,1	0,135
11597 Гр*	8–66	0,18	0,0215	6,1	0,131
11596	15–27	0,17	0,0155	6,9	0,107
11560	0–70	0,16	0,0140	7,8	0,109
18572	1–11	0,17	0,0095	3,4	0,032

*Примечание. Скважина 11597Гр с горизонтальным стволом.

*Note. Well 11597Gr with a horizontal wellbore.

Технология проведения исследования

Возмущение пласта выполнено посредством периодических остановок – запусков в работу нагнетательных скважин № 11578, 11545, 10149, в соответствии с программой промысловых исследовательских работ:

- скважина 11578 останавливается на 30 суток, затем на 10 суток запускается в работу, после чего останавливается на 50 суток перед запуском в постоянную работу;
- скважина 10149 простаивает в течение 50 суток, запускается в работу на 10 суток, после чего останавливается на 30 суток перед запуском в постоянную работу;
- скважина 11545 останавливается вначале на 70 суток, затем на 10 суток запускается в работу, после чего простаивает вновь 10 суток до запуска в постоянную работу.

Реагирующая скважина № 11560, а также соседние добывающие скважины оставались в работе при текущем режиме эксплуатации, с постоянной регистрацией забойного давления с помощью термоманометрической системы.

Забойное давление в нагнетательных скважинах зарегистрировано с помощью глубинных «САМТ-02», а

также устьевых «УМТ-01-25» манометров-термометров. Давление на забое пьезометрической скважины № 10150 зарегистрировано с помощью глубинного манометра-термометра «САМТ-02». Расход закачиваемой жидкости в нагнетательных скважинах замерен с помощью ультразвукового вихревого счетчика, установленного в блоке распределения воды.

Таблица 5. Модельные и фактические значения времени прихода и величины импульса от возмущающих скважин № 11545, 10149, 11578

Table 5. Model and actual values of arrival time and impulse magnitude from disturbing wells no. 11545, 10149, 11578

Возмущающие скважины/Disturbing wells								
№ скважины/Well no.		11545		10149		11578		
Режим нагнетания, м ³ /сут Injection rate, m ³ /day		Текущий Current	Рекомендуемый Recommended	Текущий Current	Рекомендуемый Recommended	Текущий Current	Рекомендуемый Recommended	
		65–115	150	93–120	160	99–130	200	
Реагирующая скважина № 11560 ($Q_{ж.текущ}=45$ м ³ /сут) Reacting well no. 11560 ($Q_{изг}=45$ м ³ /day)								
Моделирование времени прихода и величины импульса Simulations of registered time and impulse magnitude	Δt_s	ч/h	Не диагностируется Not registered	718	Не диагностируется Not registered	441	–	287
	Δt_o	ч/h	Не диагностируется Not registered	722	Не диагностируется Not registered	347	258	319
	ΔP	МПа MPa	Не диагностируется Not registered	0,43	Не диагностируется Not registered	0,15	0,40	0,50
Фактическое время прихода и величины импульса Registered time and impulse magnitude	Δt_o	ч/h	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	42,9	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved
	Δt_s	ч/h	Не диагностируется Not registered	Не диагностируется Not registered	Не диагностируется Not registered	46,8	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved
	ΔP	МПа MPa	Не диагностируется Not registered	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	Не диагностируется Not registered	0,10	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved

Обработка и интерпретация результатов исследований

На основании промысловой информации о работе добывающих и нагнетательных скважин исследуемого участка в скважине № 11560 был диагностирован импульс от возмущения скважины № 11578. Результаты интерпретации приведены в табл. 6.

Реакции от возмущения нагнетательных скважин № 10149, 11545 в скважине № 11560 не диагностированы, что связано с недостижением рекомендуемых режимов нагнетания.

В остальных реагирующих скважинах исследуемого участка импульсы от возмущающих скважин не диагностированы по следующим причинам: отсутствие показаний давления ТМС в добывающих скважинах № 10147, 11561; некорректное показание давления ТМС в скважине № 11530 (постоянное значение давления на приеме насоса при изменении режима работы скважины); недостижение рекомендуемых режимов нагнетания.

Из табл. 6 видно, что между параметрами, рассчитанными по результатам ГДИС, и геолого-геофизическими и промысловыми данными могут наблюдаться некоторые расхождения, однако исследования с помощью ГДИС позволят отображать реальную картину процесса течения и волны распространения, а не локальные данные петрофизических исследований.

После проведения гидропрослушивания в скважине № 11560 было предложено реализовать резарку бокового ствола. На момент проведения мероприятия скважина работала с высокой обводненностью, равной 94,4 %. Дебит жидкости составлял 39,1 м³/сут, нефти – 1,9 т/сут. По результатам гидропрослушивания было выявлено, что причиной обводнения сква-

жины № 11560 является нагнетательная скважина № 11578. В результате было принято решение перебурить скважину № 11560 в северо-западном направлении, чтобы уйти от фронта закачиваемых вод. После реализации проекта дебит жидкости скважины увеличился до 48 м³/сут, дебит нефти – до 20 т/сут, а обводненность снизилась до 50 %.

Таблица 6. Результаты интерпретации гидропрослушивания пары скважин – 11578, 11560

Table 6. Interpretation results for a pair of wells no. 11578, 11560

Циклы воздействия Impact cycles	Расчетные параметры по гидродинамическим исследованиям скважин Parameters computed according to well test				Справочные данные по скважине № 11560 Reference data for the well no. 11560		
	$t_{ном}$, ч/h	χ , м ² /с, m ² /s	k , мкм ² μm ²	ϵ , мкм ² ·м/мПа·с (по пластовой воде) ϵ , μm ² /mPa·s (by formation water)	k , мкм ² μm ²	$k \cdot h$, мкм ² ·м μm ² ·m	ϵ , мкм ² ·м/(мПа·с) (по пластовой воде) ϵ , μm ² /mPa·s (by formation water)
Остановка Stop	42,9	0,068	0,011	0,259	0,014	0,109	0,339
Запуск Start	46,8	0,063	0,0098	0,238			
Остановка Stop	44,3	0,066	0,010	0,251			

Примечание: разница времени диагностирования сигнала связана с интерференцией волны давления от воздействия на пласты волны давления создаваемой работой УЭЦН.

Note: the difference in signal diagnostic time is related to the interference of the pressure wave from the impact on the reservoir and the pressure wave generated by the operation of the ESP.

Заключение

В работе проанализированы результаты гидропрослушивания пласта на двух участках Вишневого месторождения. Анализ результатов исследований, проведенных на первом участке, позволил выявить отклик в добывающих скважинах от остановок-запусков нагнетательной скважины. Произведен расчет фильтрационно-емкостных параметров пласта. Для второго участка пласта вначале было реализовано численное моделирование гидродинамических исследований методом гидропрослушивания, позволившее установить, что гидропрослушивание можно реализовать без остановки добывающей (реагирующей) скважины. По результатам обработки промысловых исследований, проведенных на скважинах второго участка, также были рассчитаны фильтрационно-емкостные параметры пласта, значения которых были сопоставлены с данными петрофизических исследований.

В целом анализ результатов работы позволяет дать рекомендации для качественного проведения гидропрослушивания без остановки скважин, оценить необходимые режимы нагнетания для регистрации показаний и выявления гидродинамической связи скважин

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Features of permeability anisotropy accounting in the hydrodynamic model / R.I. Yermekov, V.P. Merkulov, O.S. Chernova, M.O. Korovin // *Journal of Mining Institute*. – 2020. – V. 243. – P. 299–304.
2. Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field) // *Journal of Mining Institute*. – 2018. – V. 231. – P. 268–273.
3. Пономарев А.И., Калиновский Ю.В. Комплексование газоконденсатных и гидродинамических исследований скважин для определения характеристик многофазного потока // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2017. – Т. 2. – № 70. – С. 7–16.
4. Майков Д.Н., Васильев Р.С., Васильев Д.М. Методика выявления отклика при гидропрослушивании в условиях зашумления забойного давления и наличия трендов давления // *Нефтяное хозяйство*. – 2018. – Т. 9. – С. 98–101.
5. Cross-well slug interference tests: an effective characterization method for resolving aquifer heterogeneity / R. Brauchler, R. Hu, T. Vogt, D. Al-Halbouni, T. Heinrichs, T. Ptak, M. Sauter // *Journal of Hydrology*. – 2010. – V. 384. – P. 33–45.
6. Лесной А.Н., Пьянкова Е.М. Исследование скважин гидропрослушиванием при решении задач разработки нефтяных и газовых месторождений // *Нефтяное хозяйство*. – 2010. – Т. 1. – С. 67–69.
7. Flett M., Muller M. Early field life interference pulse test design to refine reservoir uncertainties: a reservoir surveillance opportunity for the Wheatstone Gas Field, Australia // *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. – Perth, Australia, October 2016. – P. 1–18.
8. Шамсиев М.Н., Хайруллин М.Х., Морозов П.Е. Оценка параметров призабойной зоны скважины по результатам вертикального гидропрослушивания газового пласта // *Инженерно-физический журнал*. – 2020. – Т. 93. – № 2. – С. 324–330.
9. Афанаскин И.В., Королев А.В., Крыганов П.В. Повышение точности гидродинамических моделей и контроль разработки нефтяных месторождений по данным гидропрослушивания // *Труды научно-исследовательского института системных исследований Российской академии наук*. – 2019. – Т. 9. – № 1. – С. 4–13.
10. Martyshev D.A. Improving the geological and hydrodynamic model of a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter // *Journal of Mining Institute*. – 2020. – V. 243. – P. 313–318.
11. Svalov A.M. Analytical estimation of pressure delay time in observation wells during pulse testing of formations // *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. – 2020. – V. 93. – P. 1175–1178.
12. Поспелова Т.А., Стрекалов А.В. Стохастико-аналитическая модель для автогидросамопрослушивания продуктивных пластов // *Нефтяное хозяйство*. – 2019. – Т. 9. – С. 76–81.
13. Костин П.И. Особенности проведения гидропрослушивания на месторождениях с использованием термоманометрических систем // *Вестник науки*. – 2018. – Т. 3. – № 8 (8). – С. 64–69.
14. Особенности проведения гидропрослушивания на Туронской газовой залежи / Е.О. Толкачева, А.А. Александров, И.В. Самсонов, А.А. Хакимов, Т.А. Абрамов // *Газовая промышленность*. – 2021. – № 4 (815). – С. 40–47.
15. Изучение проводимости разлома на начальном этапе разработки Чайдинского месторождения как инструмент уточнения геологического строения залежи / В.А. Маркелов, Р.А. Хусаинов, В.Ю. Силов, Е.В. Чепкасова // *Горная промышленность*. – 2021. – № 3. – С. 87–91.
16. Изучение интерференции горизонтальных скважин на Ново-Серебрянском нефтяном месторождении Калининградской области / Л.Г. Кульпин, Л.Б. Обморошева, Т.А. Панфилова, В.П. Скачко // *Нефтяное хозяйство*. – 2011. – № 1. – С. 68–70.
17. Уточнение геологического строения Юрубчено-Тохомского месторождения по данным исследований скважин методом гидропрослушивания / Р.К. Разяпов, А.С. Сорокин, С.Г. Вольпин, А.В. Свалов, Ю.М. Штейнберг, П.В. Крыганов // *Нефтяное хозяйство*. – 2013. – № 8. – С. 20–23.
18. Исследование фильтрационных потоков на объекте Ю1 холмистого месторождения / Р.А. Гималетдинов, А.Н. Юдаков, А.Н. Лапердин, С.Ф. Мулявин, М.В. Кравцова // *Горные ведомости*. – 2014. – № 9 (124). – С. 50–58.
19. Interference test and pulse test / H. Zhuang, Yo. Han, H. Sun, X. Liu // *Dynamic well testing in petroleum exploration and development*. 2nd ed. / Eds. Huinong Zhuang, Yongxin Han, Hedong Sun, Xiaohua Liu. – Elsevier, 2020. – Ch. 6. – P. 387–464.
20. Корневский А.А., Малышев В.Л. Анализ влияния фильтрационных свойств пласта на возможность эффективного проведения гидропрослушивания // *Булатовские чтения*. – 2021. – Т. 1. – С. 205–209.
21. Афанаскин И.В. Новый метод интерпретации гидродинамических исследований и прогноза работы вертикальных скважин

- с трещинами гидроразрыва пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 4 (352). – С. 53–61.
22. Сергеев В.Л., Донг. В.Х. Идентификация фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 103–110.
 23. Interference testing model of multiply fractured horizontal well with multiple injection wells / Yo. He, Sh. Cheng, J. Qin, Zh. Chai, Ya. Wang, H. Yu, J. Killough // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 176. – P. 1106–1120.
 24. Interference well-test model for vertical well with double-segment fracture in a multi-well system / J. Qin, Sh. Cheng, P. Li, Yo. He, X. Lu, H. Yu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 183. – P. 106412.
 25. Elmhirst L.M., Novakowski K.S. The analysis of pulse interference tests conducted in a fractured rock aquifer bounded by a moving free surface // Advances in Water Resources. – 2012. – V. 35. – P. 20–29.
 26. Аналитическое обоснование параметров аквифера при адаптации цифровой модели подземного хранилища газа в истощенном газоконденсатном месторождении / А.И. Пономарев, И.В. Владимиров, Ю.В. Калиновский, А.И. Шаяхметов, Е.Ф. Моисеева, В.Л. Малышев // Научно-технический сборник. Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 203–206.
 27. Automatic well test interpretation based on convolutional neural network for infinite reservoir / Xu. Liu, D. Li, J. Yang, W. Zha, Z. Zhou, L. Gao, J. Han // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 195. – P. 107618.
 28. Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А., Черный К.А. Исследование взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами на основе построения многоуровневых моделей // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 116–126.
 29. Нурғалиева А.А., Малышев В.Л. Подбор комплекса гидродинамических исследований скважин для достоверного прогноза параметров пласта на Вишневском месторождении // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 48–57.

Поступила 26.05.2022 г.

Информация об авторах

Гумерова А.А., геолог I категории, Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз» Нефтегазодобывающее управление «Федоровскнефть».

Малышев В.Л., кандидат физико-математических наук, доцент, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Моисеева Е.Ф., кандидат физико-математических наук, доцент, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

UDC 622.276

ANALYSIS OF THE RESULTS OF THE YuS₂ FORMATION INTERFERENCE TEST IN THE VISHNEVSKOE OIL FIELD

Alina A. Gumerova¹,
nyralina@mail.ru

Victor L. Malyshev²,
victor.l.malyshev@gmail.com

Elena F. Moiseeva²,
elena.f.moiseeva@gmail.com

¹ Public joint stock company «Surgutneftegaz» Oil-gas mining enterprise «Fedorovskneft»,
29, Neftyanikov street, Surgut, 628400, Russia.

² Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to conduct and interpret hydrodynamic studies of wells, in particular, interference testing, for the design of field development. Interference test allows clarifying the features of the formation structure, the presence or absence of a hydrodynamic relation between wells, as well as increasing the accuracy of determining the filtration characteristics of the formation.

The main aim of the research is using the results of well test analysis identify the mode of operation of the disturbing wells, which makes it possible to identify the signal in the reacting well without shutting it down, and calculate the filtration characteristics of the formation.

Objects: YuS₂ formation of the Vishnevskoe field.

Methods: interference design in the Kappa-Workstation (module Saphir) software package; field research on the possibility of determining the pressure pulse in the reacting wells; interpretation of the results of well test in the Kappa software package.

Results. The paper introduces the results of hydrodynamic studies of wells in two regions of the YuS₂ formation of the Vishnevskoe oil field by well testing. The influence of various factors on the quality of studies is considered, the permeability, piezo- and hydraulic conductivity in the area of reacting wells are calculated. In the first region of the formation, an injection well was used as a disturbing well. During the study, two cycles of shutdown and subsequent start-up of the injection well were implemented. As a result of the interpretation of the studies, the filtration characteristics of the reservoir were calculated, the values of which are consistent with the data of petrophysical studies. For the second of the considered regions, modeling was performed in order to determine the possibility of implementing well test study without stopping the reacting well. Based on the simulation results of the well survey, it was concluded that to determine the effect of injection (disturbing) wells on production (reacting) wells, shutdown of the reacting wells is not required. In this case, it is necessary to stop only disturbing wells. Three disturbing and one reacting wells were involved in this well test. The results of the studies made it possible to identify the mode of operation of the disturbing wells, which makes it possible to identify the signal in the reacting well without shutting it down. An interpretation of the studies was made, based on the results of which the filtration parameters of the reservoir were calculated.

Key words:

Interference test, hydrodynamic studies, thermomanometric systems, hydrodynamic modeling, disturbing well, reacting well.

REFERENCES

- Yermekov R.I., Merkulov V.P., Chernova O.S., Korovin M.O. Features of permeability anisotropy accounting in the hydrodynamic model. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, pp. 299–304.
- Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field). *Journal of Mining Institute*, 2018, vol. 231, pp. 268–273.
- Ponomarev A.I., Kalinovskiy Yu.V. Kompleksirovanie gazokondensatnykh i gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin dlya opredeleniya kharakteristik mnogofaznogo potoka [Integration of gas condensate and hydrodynamic studies of wells to determine the characteristics of a multiphase flow]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2017, vol. 2 (70), pp. 7–16.
- Maykov D.N., Vasilev R.S., Vasilev D.M. Metodika vyyavleniya otklika pri gidroproslushivanii v usloviyakh zashumlenniya zaboynogo davleniya i nalichiya trendov davleniya [Technique for detecting response during interference testing in conditions of noisy bottomhole pressure and the presence of pressure trends]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2018, vol. 9, pp. 98–101.
- Brauchler R., Hu R., Vogt T., Al-Halbouni D., Heinrichs T., Ptak T., Sauter M. Cross-well slug interference tests: an effective characterization method for resolving aquifer heterogeneity. *Journal of Hydrology*, 2010, vol. 384, pp. 33–45.
- Lesnoj A.N., Pyankova E.M. Wells hydrolistening research at the solving of oil and gas fields development. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2010, vol. 1, pp. 67–69. In Rus.
- Flett M., Muller M. Early field life interference pulse test design to refine reservoir uncertainties: a reservoir surveillance opportunity for the Wheatstone Gas Field, Australia. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Perth, Australia, October 2016. pp. 1–18.
- Shamsiev M.N., Hayrullin M.H., Morozov P.E. Estimation of parameters of the bottomhole zone of a well based on the results of vertical interference testing of a gas reservoir. *Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal*, 2020, vol. 93 (2), pp. 324–330. In Rus.
- Afanaskin I.V., Korolev A.V., Kryganov P.V. Hydrodynamic modeling accuracy and oil fields development monitoring improvement based on well interference tests data. *Trudy nauchno-issledovatel'skogo instituta sistemnykh issledovaniy Rossiyskoy akademii nauk*, 2019, vol. 9 (1), pp. 4–13. In Rus.
- Martyushev D.A. Improving the geological and hydrodynamic model of a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, pp. 313–318.
- Svalov A.M. Analytical estimation of pressure delay time in observation wells during pulse testing of formations. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2020, vol. 93, pp. 1175–1178.
- Pospelova T.A., Strekalov A.V., Pospelova T.A. Stochastic-analytical model for auto-hydro-self-listening of reservoirs.

- Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2019, vol. 9, pp. 76–81. In Rus.
13. Kostin P.I. Osobennosti provedeniya gidroproslushivaniya na mestorozhdeniyakh s ispolzovaniem termomanometricheskikh system [Peculiarities of interference testing in the fields using thermomanometric systems]. *Vestnik nauki*, 2018, vol. 3, no. 8 (8), pp. 64–69.
 14. Tolkacheva E.O., Aleksandrov A.A., Samsonov I.V., Khakimov A.A., Abramov T.A. Specific features of well-interference testing at Turonian gas deposit. *Gazovaya promyshlennost*, 2021, vol. 4 (815), pp. 40–47. In Rus.
 15. Markelov V.A., Khusainov R.A., Silov V.Yu., Chepkasova E.V. Geological structure update using fault seal analysis at the early stage of Chayandinskoye gas condensate field development. *Russian Mining Industry*, 2021, vol. 3, pp. 87–91. In Rus.
 16. Kulpin L.G., Obmorosheva L.B., Panfilova T.A., Skachko V.P. Experimental researches on studying of interaction of horizontal wells on the New-Serebrjansky oil deposit of the Kaliningrad region. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2011, vol. 1, pp. 68–70. In Rus.
 17. Ryazapov R.K., Sorokin A.S., Volpin S.G., Svalov A.V., Shteinberg Yu.M., Kryganov P.V. Detailing Yurubcheno-Tokhomskoe deposit geology using well interference testing data. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2013, vol. 8, pp. 20–23. In Rus.
 18. Gimalletdinov R.A., Yudakov A.N., Laperdin A.N., Mulyavin S.F., Kravtsova M.V. Issledovanie filtratsionnykh potokov na obekte Yu1 Kholmistogo mestorozhdeniya [Investigation of filtration flows at the object Yu1 of a Holmistoe field]. *Gornye vedomosti*, 2014, vol. 9, no. 124, pp. 50–58.
 19. Zhuang H., Han Yo., Sun H., Liu X. Interference test and pulse test. *Dynamic Well Testing in Petroleum Exploration and Development*. 2nd ed. Eds. Huinong Zhuang, Yongxin Han, Hedong Sun, Xiaohua Liu. Elsevier, 2020. Ch. 6, pp. 387–464.
 20. Korenevskiy A.A., Malyshev V.L. Analysis of the influence of the reservoir filtration properties on the possibility of effective hydro-listening wells. *Bulatovskie chteniya*, 2021, vol. 1, pp. 205–209.
 21. Afanaskin I.V. A new method for interpreting hydrodynamic studies and predicting the operation of vertical wells with hydraulic fractures. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2021, vol. 4 (352), pp. 53–61. In Rus.
 22. Sergeev V. L., Dong V.H. Identification of filtration flow regimes in hydrodynamic studies of horizontal wells with hydraulic fractures. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 3, pp. 103–110. In Rus.
 23. He Yo., Cheng Sh., Qin J., Chai Zh., Wang Ya., Yu H., Killough J. Interference testing model of multiply fractured horizontal well with multiple injection wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 176, pp. 1106–1120.
 24. Qin J., Cheng Sh., Li P., He Yo., Lu Xin, Yu H. Interference well-test model for vertical well with double-segment fracture in a multi-well system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 183, 106412.
 25. Elmhirst L.M., Novakowski K.S. The analysis of pulse interference tests conducted in a fractured rock aquifer bounded by a moving free surface. *Advances in Water Resources*, 2012, vol. 35, pp. 20–29.
 26. Ponomarev A.I., Vladimirov I.V., Kalinovskiy Yu.V., Shayahmetov A.I., Moiseeva E.F., Malyshev V.L. Analytical substantiation of aquifer parameters at adjustment of a digital model simulating underground gas storages in depleted gas-condensate fields. *Nauchno-tehnicheskiiy sbornik Vesti gazovoy nauki*, 2018, vol. 1 (33), pp. 203–206. In Rus.
 27. Liu Xu., Li D., Yang J., Zha W., Zhou Z., Gao L., Han J. Automatic well test interpretation based on convolutional neural network for infinite reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, 107618.
 28. Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Cherniy K.A. Research of interaction between expressive and producing wells based on construction of multilevel models. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 2, pp. 116–126. In Rus.
 29. Nurgalieva A.A., Malyshev V.L. Selection of a complex of hydrodynamic studies of wells for a reliable forecast of reservoir parameters at the Vishnevsky field. *Neftegazovoe delo*, 2020, vol. 18, no. 4, pp. 48–57. In Rus.

Received: 26 May 2022.

Information about the authors

Alina A. Gumerova, geologist of the 1st category, Public joint stock company «Surgutneftegaz» Oil-gas mining enterprise «Fedorovskneft».

Victor L. Malyshev, Cand Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Elena F. Moiseeva, Cand Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.