ПОДБОР КОМПЛЕКСА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ДЛЯ ДОСТОВЕРНОГО ПРОГНОЗА ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА НА ВИШНЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

SELECTION OF A COMPLEX OF WELL HYDRODYNAMIC STUDIES FOR RELIABLE FORECASTING OF RESERVOIR PARAMETERS AT VISHNYOVSKOE FIELD

А. А. Нургалиева
Alina A. Nurgalieva

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В. Л. Малышев
Victor L. Malyshev

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Промысловые исследования скважин и пластов приобретают все более важное значение как инструмент для оценки эффективности применяемых мероприятий. Так, для лучшего понимания процесса заводнения нефтяного пласта ЮС₂¹ в 2019 году на трех участках, отличающихся пониженными и повышенными средними значениями пластового давления, Вишневого месторождения были проведены гидродинамические исследования: методом кривой восстановления уровня, методом кривой падения давления, методом долива и гидропрослушиванием. В работе даны интерпретация проведенных промысловых исследований и оценка эффективности их применения. Определена длительность регистрации кривой восстановления уровня, достаточной для достоверного прогноза пластового давления, проведено численное моделирование в программном комплексе «Сапфир». Анализ кривых падения давления позволяет диагностировать наличие трещин автоГРП в скважинах, на которых операция гидроразрыва пласта не проводилась. Определена эффективность применения метода долива технической воды в затрубное пространство скважины для сокращения времени определения пластового давления, а также на стадии планирования исследований проведено численное моделирование создания импульса путем остановки и пуска в работу скважин, дан анализ результатов гидропрослушивания пласта ЮС₂¹ Вишневого месторождения.

Field studies of wells and reservoirs are becoming increasingly important as a tool for assessing the effectiveness of the measures applied. So, for a better understanding of the water flooding process of the US₂¹ oil reservoir in 2019, hydrodynamic studies were carried out in three areas with low and increased average values of reservoir pressure in the Vishnyovskoye field: by level recovery curve method, by pressure drop curve method, by method of taking up water into well and by pressure testing. The paper provides an interpretation of the conducted field research and an assessment of the effectiveness of their application. The duration of registration of the level build-up curve was determined, sufficient for a reliable forecast of reservoir pressure, numerical modeling was carried out in the software package «Sapfir». Analysis of pressure draw-down curves allows diagnosing the presence of auto-hydraulic fractures in wells where the formation was not fractured. The efficiency of application of the method of adding service water to the annular space of the well to reduce the time for determining the formation pressure was

Ключевые слова

гидродинамические исследования скважин; кривая восстановления уровня; кривая падения давления; гидропрослушивание

Key words

hydrodynamic studies of wells;
level build-up curve;
pressure draw-down curve;
observation well testing

defined, and at the stage of planning the studies, numerical modeling of the creation of an impulse by stopping and starting up the wells was carried out, the analysis of the results of pressure testing of the US_2^1 formation of the Vishnyovskoe field was given.

Одним из важнейших источников информации о работе скважин и пластов являются гидродинамические (промысловые) исследования пластов и скважин. Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений связано с применяемыми на промыслах мероприятиями по интенсификации добычи нефти, поэтому промысловые исследования скважин и пластов приобретают все более важное значение как инструмент для оценки эффективности применяемых мероприятий. В процессе эксплуатации нефтегазовых объектов исследования ведутся, главным образом, гидродинамическими методами, при этом уточняются характеристики пластов, выявляется эффективность мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта.

В работе [1] рассматриваются методы технологического и аналитического изучения влияния взаимодействий скважин. Среди технологических методов выделяют: закачку трассеров и гидропрослушивание, а к аналитическим — различные математические методы (оценка динамики работы скважин, моделирование фильтрационных потоков, метод парной корреляции). Следует отметить, что представленный первый блок методов ограничен и является трудоемким, а развитие аналитических решений продолжается и по сей день. Проведенные в работе [2] исследования различных аналитических методик не позволяют сделать вывод о существовании надежных методов оценки взаимовлияния скважин, что связано с упрощениями и допущениями различных математических представлений данного процесса. Поэтому наиболее надежными методами, безусловно, остаются промысловые исследования.

В представленной работе рассматриваются исследования методом кривой восстановления уровня (КВУ), методом кривой падения давления (КПД), методом долива и методом гидропрослушивания (ГП). Исследование скважин методом снятия кривых восстановления давления проводится на всех скважинах с низкими статическими уровнями. Данный метод проводится в остановленной скважине с открытым устьем. Из пласта продолжается затухающий со временем приток и подъем уровня в стволе скважины. Изменение давле-

ния в основном определяется подъемом уровня за счет продолжающегося притока жидкости из пласта [3–5].

Также для определения пластового давления применяют метод долива. Для этого необходимо долить скважину водой до устья, спустить на забой глубинный манометр и проследить за изменением динамического уровня до статической отметки, а затем определить пластовое давление [6].

Гидропрослушивание осуществляется с целью изучения параметров пласта (пьезопроводность, гидропроводность), линий выклинивания, тектонических нарушений. Сущность метода заключается в наблюдении за изменением уровня или давления в реагирующих скважинах, обусловленным изменением отбора жидкости в соседних возмущающих скважинах. Фиксируя начало прекращения или изменения отбора жидкости в возмущающей скважине и начало изменения давления в реагирующей скважине по времени пробега волны давления от одной скважины до другой, можно судить о свойствах пласта в межскважинном пространстве. Если при гидропрослушивании в скважине не отмечается реагирование на изменение отбора в соседней скважине, то это указывает на отсутствие гидродинамической связи между скважинами вследствие наличия непроницаемого экрана (тектонического нарушения, выклинивания пласта). Таким образом, гидропрослушивание позволяет выявить особенности строения пласта, которые не всегда представляется возможным установить в процессе разведки и геологического изучения месторождения [7, 8].

Объектом исследования стало Вишнево-ское месторождение, которое находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. К кровле Тюменской свиты приурочен нефтеносный пласт $ЮС_2$, который является объектом детального изучения. Запасы нефти данного пласта относятся к трудноизвлекаемым. Коллекторские свойства пород пласта $ЮС_2$ в целом низкие, так граничное значение пористости составляет 12,9 %, проницаемости — $0,6 \cdot 10^{-3}$ мкм². Высокая текстурная неоднородность, широкое развитие процессов карбонизации и уплотнение пород с глубиной

существенно усложнили структуру порового пространства и привели к его сокращению и снижению фильтрационно-емкостных свойств пород.

Пласт ЮС₂ характеризуется значительной фациальной изменчивостью, что выразилось в изменении толщин на площади работ до десятки метров. Необходимо учитывать сложное строение пласта при составлении системы разработки.

Добыча нефти на объекте осуществляется с применением как наклонно-направленных скважин, так и горизонтальных скважин, параллельно проводятся работы по поддержанию пластового давления (ППД) с помощью закачки воды. Для лучшего понимания процесса заводнения нефтяного пласта в 2019 году на трех участках пласта ЮС₂¹ Вишневого месторождения была проведена серия гидродинамических исследований на участках, отличающихся пониженными и повышенными средними значениями пластового давления [9].

Первый участок — зона пониженных давлений (рисунок 1). Исследования участка № 1 проведены в 4 этапа: регистрация кривых изменений уровня (КВУ) в процессе остановок скважин № 10036, № 10075, № 10077; проведение гидроразрыва пласта (ГРП) с применением контейнера К2 с преобразователями давления и температуры в скважине № 10076;

регистрация кривых падения давления (КПД) в нагнетательных скважинах № 10055, № 10056, № 10058; проведение гидропрослушивания: возмущающая скважина № 10056, реагирующие скважины № 10055, № 10057, № 10058, № 10035, № 10036, № 10076, № 10077. Результаты проведенных исследований сведены в таблицу 1.

Второй участок — зона повышенных давлений (рисунок 1). Исследования проведены в скважинах № 1872, № 11268, № 11302 путем регистрации кривых изменений уровня в процессе их остановок при помощи телеметрической системы установки электроприводного центробежного насоса (ТМС УЭЦН). Проведено моделирование влияния длительности регистрации кривых изменения давления и предыстории работы скважины на значение пластового давления и продуктивные параметры скважин (таблица 2).

Третий участок. На скважине № 10763 для сокращения времени определения пластового давления применен метод долива технической воды в затрубное пространство скважины при длительной регистрации КВУ [10]. Объем долива рассчитывался по объему затрубного пространства от текущего динамического уровня до устья. Для исследования эффективности данного метода проведено численное моделирование кривых изменения давления

Рисунок 1. Текущее состояние разработки участков № 1, № 2

Таблица 1. Результаты интерпретации ГДИС

№	Параметры	Ед. изм.	Участок №1							
			10035	10036	10075	10076	10056	10058	10055	10077
1	Вид исследования		ГП	КВУ	КВУ	КПД (АСА)	КПД	КПД	КПД	КВУ
2	Длительность	ч	305,5	305,0	305,5	4,8	604,9	1054,1	1653,1	162,5
3	Р _{пл} на ВНК	МПа	—	23,77	22,83	22,80	27,93	27,88	33,90	21,52
4	Скин-фактор	—	—	—	—	–6,54	–5,35	–4,13	–6,53	—
5	Проницаемость	мкм ²	—	—	—	0,008	0,0014	0,0011	0,002	—
6	Гидро-проводность	мкм ² м/МПа с	—	—	—	0,046	0,038	0,038	0,039	—
7	Полудлина трещины	м	—	—	—	—	138,0	78	105,0	—

Таблица 2. Результаты интерпретации ГДИС

№	Параметры	Ед. изм.	Участок № 2		
			11302	1872	11268
1	Вид исследования	—	КВУ	КВУ	КВУ
2	Длительность	ч	436,5	436,5	436,5
3	$P_{пл}$ на ВНК	МПа	28,98	26,67	25,74

на забое скважины на основе модели, построенной по реальным данным (рисунок 2). Моделирование проводилось по скважинам № 10763, № 10036 Вишневого месторождения. Оценка значений пластового давления проводилась методом касательной и по точке модельной кривой, соответствующей 350 ч прослеживания КВУ.

Порядок проведения исследования

1) Зафиксировали реальные данные пластового давления по скважинам (23,77 и 16,95 МПа).

2) Адаптировали модель к реальным замерам.

3) По начальному участку КВУ построена модельная кривая без воздействия на пласт (долива). По методу касательной давление составило 20,98 и 15,35 МПа, по методу последней точки 20,98 и 15,10 МПа.

4) Исследовано влияние длительности периода между началом КВУ и началом воздействия на пласт (долива).

5) Исследовано влияние величины воздействия (объема долива) на пласт (таблица 3).

Для увеличения статистических данных дополнительно проанализированы КВУ с доливом, проведенные в 2014 году на скважинах соседнего месторождения.

Рисунок 2. Моделирование КВУ скважины № 10763 Вишневого месторождения при выполнении операции долива

Таблица 3. Анализ определения пластового давления скважин Вишневого месторождения

№	Параметр	Скважины					
		10036			10763		
1	kh, мкм ² м	0,043			0,071		
2	P _{пл} (замер), МПа	23,77			16,95		
3		Модельное решение					
		V, м ³	P _{пл} (касат.), МПа	P _{пл} (посл. т.), МПа	V, м ³	P _{пл} (касат.), МПа	P _{пл} (посл. т.), МПа
4	Без долива	—	20,98	20,98	—	15,35	15,10
5	Долив ч/з 2 сут	24,0	24,13	20,15	17,5	14,74	16,54
6	Долив ч/з 3 сут	21,6	24,98	20,15	16,8	14,86	16,36
7	Долив ч/з 4 сут	20,4	25,04	20,07	16,0	14,98	16,52
8	Долив 1,5 объема	32,6	22,95	20,14	35,3	15,00	15,25
9	Долив 2 объема	43.2	23.54	20.21	47.0	15.13	15.31

На основании анализа значений пластового давления, определённых путем моделирования, можно сделать следующий вывод, что долив технической воды в затрубное пространство скважины не позволяет получить существенное сокращение времени исследования для определения пластового давления в пласте ЮС₂¹.

Результат интерпретации КВУ. Для определения длительности регистрации КВУ, достаточной для достоверного прогноза пластового давления, проведено моделирование в ПМ «Сапфир» [11] и анализ прогнозируемых значений пластового давления:

- продолжительность реальных КВУ последовательно уменьшалась, и рассчитывалось прогнозное пластовое давление;

- отклонение прогнозного пластового давления определялось как разность значений пластового давления, полученного по КВУ полной и сокращенной продолжительности.

Результаты интерпретации показывают, что для получения достоверных прогнозных значений пластового давления с ошибкой, не превосходящей 5 %, продолжительность КВУ составляет: в скважинах, расположенных на участках с пониженным текущим пластовым давлением, 152 ч, на участках с повышенными давлениями — 127 ч. Для получения прогнозных значений пластового давления с

отклонениями в диапазоне от 5 % до 15 % достаточная продолжительность КВУ составляет: на участках с пониженным текущим пластовым давлением — 127 ч, на участках с повышенным давлением — 24 ч.

Результат интерпретации гидропрослушивания. На стадии планирования исследований проведено численное моделирование создания импульса путем остановки и пуска в работу скважины № 10056, а также при создании импульса во время операции ГРП на скважине № 10076. Анализ изменения давления в скважинах № 10036, № 10077, № 10057, № 10055 не выявил прихода импульса от возмущающей скважины (рисунок 3). Величина амплитуды колебания давления во время работы насосной установки скважины № 10076 составляет 0,7 МПа, что превышает величину возможного импульса от возмущающей скважины. Приход импульса к реагирующим скважинам при создании импульса остановкой и пуском в работу скважины № 10056 не диагностирован. Это может быть связано с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пласта, что приводит к увеличению времени прихода импульса и уменьшению ее величины [12]. Периодика изменения давлений, зарегистрированных в реагирующих скважинах, совпадает. Из этого можно сделать вывод, что изменения давлений в реагирующих

Рисунок 3. Сводные графики расхода скважины № 10056 и давления в скважине № 10055

скважинах не связаны с реакцией пластовой системы, а носят технологический характер.

Результаты интерпретация КПД в нагнетательных скважинах. Выяснилось, что трещины с бесконечной проводимостью (трещин ГРП) есть не только в скважинах, на которых проведена операция ГРП, но и на скважинах, на которых операция ГРП не проводилась (рисунки 4, 5).

В нагнетательных скважинах, работающих на пласт ЮС₂¹, есть условия для создания трещин «авто ГРП» [13]: рабочие забойные давления закачки воды (от 43,8 до 48,4 МПа) соизмеримы с давлением разрыва при ГРП для пласта ЮС₂ (от 43,2 до 52,8 МПа по данным исследований с применением контейнера К2 и автономных преобразователей давления и температуры). При этом забойное давление

Таблица 4. Заключение по скважине № 10055

Параметр	Размерность	Значение
Вид исследования	—	КПД
Длительность регистрации	ч	1650,3
Способ регистрации давления	—	Преобразователь давления и температуры АМТ-10ЛМ-1
Глубина замера (по стволу)	м	2100,0
Глубина ВНК (по вертикали)	м	2818,58
Модель пласта	—	Однородный (рисунок 5)
Метод определения давления	—	Касательной (рисунок 5)
Прогнозное пластовое давление на ВНК (метод касательной)	МПа	33,9

Рисунок 4. Зарегистрированный график КПД скважины № 10055

Рисунок 5. Диагностический график КПД (а) и определение прогнозного $P_{пл}$ скважины № 10055 методом касательной (б)

смыкания трещины (32 МПа) не достигнуто ни в одной из исследуемых скважин на протяжении всего периода регистрации КПД (таблица 5). Дополнительный анализ КПД четырех нагнетательных скважин пласта ЮС₂¹ подтвердил наличие в скважинах трещин «авто ГРП» и позволил определить длительность КПД, необходимую для достижения линейного режима фильтрации и прогноза пластового давления:

1. при гидропроводности пласта от 0,090 до 0,110 мкм²·м/(МПа·с) необходимая продолжительность составляет 200 ч;

2. при гидропроводности пласта от 0,037 до 0,039 мкм²·м/(МПа·с) — 440 ч.

Результаты интерпретации КПД после мини-ГРП. На скважине № 10076 при ГРП проведена предусмотренная планом работ операция мини-ГРП на воде. Интерпретация кривой падения давления, зарегистрированная после мини-ГРП, проинтерпретирована методами «G-Function» (до смыкания трещины) и «АСА» (после смыкания трещины) в два этапа: на первом этапе («G-Function») по производной давления определено время и давление смыкания трещины, на втором этапе («АСА») по графику радиального режима течения путем линейной аппроксимации определено пластовое давление (22,80 МПа) и фильтрационные параметры пласта (рисунок 6). На графике «G-Function» по касательной, проведенной по прямолинейному участку из начала координат к кривой $G\Delta P/\Delta G$, опре-

деляется время и давление закрытия образованной трещины (время начала диагностирования). На диагностическом графике после смыкания трещины — зависимость давления от безразмерной квадратичной функции времени (квадратичный поток), выделяется время начала радиального потока. Значение пластового давления определяется по пересечению касательной (линии регрессии) с осью давления на графике зависимости давления от функции радиального потока [14, 15] (рисунок 7).

Осуществленный на данном объекте комплекс гидродинамических исследований позволяет определить оптимальные временные интервалы проведения исследований и выявить особенности гидродинамической связи пласта ЮС₂¹ Вишневого месторождения. Следует отметить, что проведение гидропрослушивания в пласте ЮС₂¹ не всегда эффективно, поэтому дальнейший район работ для проведения гидропрослушивания и определения гидродинамически связанных участков был выбран с учетом выявленных факторов. Так, скважины № 931, № 861 и № 825 Вишневого месторождения Южной площади были выбраны для дальнейшего исследования методом гидропрослушивания (рисунок 8). Данные скважины эксплуатируются на пласт ЮС₁, который имеет лучшие фильтрационно-емкостные характеристики, нежели пласт ЮС₂¹ на исследуемом участке.

Таблица 5. Результаты прогнозирования пластового давления и интерпретации КПД нагнетательных скважин

№	Параметры	СИ	Скважины						
			10183	10094	3416	10139	10055	10056	10058
1	Наличие операции ГРП	+/-	—	—	+	+	+	+	—
2	Глубина ВНК (по вертикали)	м	2818	2818	2814	2714,8	2818	2818	2818
3	Рзаб.нач	МПа	42,9	43,1	42,4	43,2	44,2	45,9	43,8
4	Рзаб.тек	МПа	49,0	49,0	45,9	47,1	46,4	46,7	46,3
5	Рпл.(метод Хорнера)	МПа	30,2	43,0	41,2	37,7	33,9	27,9	27,9
6	Длительность	ч	300,0	300,0	300,0	300,0	1653,1	604,9	1054,0
7	Время начала исследования	ч	190	170	140	225	484	440	676
8	Режим	—	Линейный режим фильтрации						
9	Скин-фактор	—	-5,52	-4,59	-6,85	-6,45	-6,53	-5,35	-4,13
10	Проницаемость	мкм ²	0,005	0,005	0,008	0,0064	0,002	0,001	0,001
11	Гидропроводность	мкм ² м/МПа с	0,105	0,081	0,089	0,102	0,039	0,038	0,038
12	Полудлина трещины	м	73,9	47,3	155,0	112,0	105,0	138,0	78,0

Рисунок 6. Графики «G-Function» (а) и «ACA» (б)

Рисунок 7. График зависимости давления от функции радиального притока

Рисунок 8. Структурная карта по кровле пласта ЮС₁

Выводы

На основании интерпретации промысловых исследований и результатов численного моделирования можно сделать следующие выводы.

1. Длительность регистрации КВУ, обеспечивающая достоверный прогноз пластового давления, составляет для объекта ЮС² Вишневого месторождения: в скважинах, расположенных на участках с пониженным текущим пластовым давлением, — 152 ч, на участках с повышенным давлением — 127 ч.

2. Долив технической воды в затрубное пространство скважины при КВУ не позволяет достичь существенного сокращения времени исследования для определения пластового давления.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абабков А.В., Васильев В.М., Хисамутдинов Н.И., Сафиуллин И.Р., Шаисламов В.Ш. Экспресс-метод оценки степени взаимодействия скважин с использованием частотного анализа данных истории эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин // Нефтепромысловое дело. 2014. № 7. С. 10–13.

2. Степанов С.В., Соколов С.В., Ручкин А.А., Степанов А.В., Князев А.В., Корытов А.В. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 3. С. 146–164. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164.

3. Басович И.Б., Капцанов Б.С. Выбор фильтрационных моделей по данным гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 1980. № 3. С. 44–47.

4. Lee J., Rollins J., Spivey J. Pressure Transient Testing. SPE Textbook Series. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2003. Vol. 9. 358 p.

5. Stewart G. Well Test Design and Analysis. Tulsa: Penn Well Corporation, 2011. Part 2. 1545 p.

6. Борисов Ю.П. Определение параметров пласта при исследовании скважин на неустановившихся режимах с учетом продолжающегося притока жидкости // Труды ВНИИ. 1959. Вып. 19. С. 115–133.

7. Калмыков А.В., Метелев В.П., Терентьев В.В. Применение гидропрослушивания методом ФВД для определения гидродинамических параметров пласта // Каротажник. 2006. № 1 (142). С. 23–36.

8. 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. № 9. С. 98–101. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-9-98-101.

9. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллағалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 84–98. URL: <http://ogbus.ru/files/>

3. Интерпретация КВД на нагнетательных скважинах позволила определить наличие трещин авто-ГРП в скважинах, где операция ГРП не проводилась. При этом в нагнетательных скважинах, работающих на низкопроницаемые пласты, существуют условия образования и развития трещин авто-ГРП: рабочие забойные давления закачки воды (от 43,8 до 48,4 МПа) соизмеримы с давлением разрыва при ГРП для пласта ЮС² (от 43,2 до 52,8 МПа).

4. Проведение гидропрослушивания в условиях низкопроницаемых пластов без остановки реагирующих скважин неэффективно: «шумы» при регистрации давления ТМС УЭЦН соизмеримы по величине с расчетными импульсами давления от возмущающих скважин.

ogbus/authors/Baikov/Baikov_2.pdf (дата обращения: 03.06.2020).

10. Загитова А.А. Проведения гидродинамических исследований (ГДИ) по технологии кривой восстановления уровней (КВУ) // Молодой ученый. 2017. № 11 (145). С. 167–169.

11. 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. DOI: 10.25682/NIISI.2019.1.0001.

12. Майков Д.Н., Борхович С.Ю. Исследование взаимовлияния скважин методом гидропрослушивания // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 2. С. 30–31.

13. Гильмутдинов Р.А., Малышев В.Л., Нуртдинов А.Р. Анализ влияния приемистости нагнетательных скважин на развитие трещин автоГРП // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 4. С. 65–71. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-4-65-71.

14. Ivaschenko D.S., Kravets D.A., Mumber P.S., Musin A.A., Sakhibgareev E.E. Automated Interwell Connectivity Measuring in the Presence of Self-Induced Fracturing Effect // Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia. 2017. SPE-187782-RU. DOI: 10.2118/187782-RU.

15. Qin J., Cheng S., Li P., He Y., Lu X., 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. P. 106412. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106412.

REFERENCES

1. Ababkov A.V., Vasilev V.M., Khisamutdinov N.I., Safiullin I.R., Shaislamov V.Sh. Ekspress-metod otsenki stepeni vzaimodeistviya skvazhin s ispol'zovaniem chastotnogo analiza dannykh istorii ekspluatatsii nagnetatel'nykh i dobyvayushchikh skvazhin [Express-Method of Assessment of Wells Interference Degree by Means of Applying Frequency Analysis of History Data of Injection and

Producing Wells]. *Neftepromyslovoye delo — Oilfield Engineering*, 2014, No. 7, pp. 10–13. [in Russian].

2. Stepanov S.V., Sokolov S.V., Ruchkin A.A., Stepanov A.V., Knyazev A.V., Korytov A.V. Problematika otsenki vzaimovliyaniya dobyvayushchikh i nagnatel'nykh skvazhin na osnove matematicheskogo modelirovaniya [Considerations on Mathematical Modeling of Producer-Injector Interference]. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika — Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2018, Vol. 4, No. 3, pp. 146–164. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164. [in Russian].

3. Basovich I.B., Kaptsanov B.S. Vybory fil'tratsionnykh modelei po dannym gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin [Selection of Filtration Models Based on Well Test Data]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1980, No. 3, pp. 44–47. [in Russian].

4. Lee J., Rollins J., Spivey J. Pressure Transient Testing. SPE Textbook Series. Richardson, Society of Petroleum Engineers, 2003, Vol. 9. 358 p.

5. Stewart G. Well Test Design and Analysis. Tulsa, Penn Well Corporation, 2011, Part 2. 1545 p.

6. Borisov Yu.P. Opredelenie parametrov plasta pri issledovanii skvazhin na neustanovivshikhsya rezhimakh s uchetom prodolzhayushchegosya pritoka zhidkosti [Determination of Reservoir Parameters in the Study of Wells in Unsteady Modes, Taking into Account the Ongoing Fluid Flow]. *Trudy VNI — VNI Proceedings*, 1959, Issue 19, pp. 115–133. [in Russian].

7. Kalmykov A.V., Metelev V.P., Terentev V.V. Primenenie gidroproslushivaniya metodom FVD dlya opredeleniya gidrodinamicheskikh parametrov plasta [Use of Hydrosounding by FWP Method for Definition of Hydrodynamical Reservoir Characteristics]. *Karotazhnik — Karotazhnik*, 2006, No. 1 (142), pp. 23–36. [in Russian].

8. Maikov D.N., Vasilev R.S., Vasilev D.M. Metodika vyyavleniya otklika pri gidroproslushivanii v usloviyakh zashumleniya zaboynogo davleniya i nalichiya trendov davleniya [The Technique of Revealing the Response during Well Interference Test in the Conditions of a High Noise Level of Pressure and the Presence of Pressure Trends]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2018, No. 9, pp. 98–101. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-9-98-101. [in Russian].

9. Baikov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev T.I., Usmanov T.S. Vybory optimal'noi sistemy razrabotki dlya

mestorozhdenii s nizkopronitsaemymi kollektorami [Selecting the Optimal System Design for the Fields with Low-Permeability Reservoirs]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoye delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 1, pp. 84–98. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_2.pdf (accessed 03.06.2020). [in Russian].

10. Zagitova A.A. Provedeniya gidrodinamicheskikh issledovaniy (GDI) po tekhnologii krivoi vosstanovleniya urovnei (KVU) [Carrying out Hydrodynamic Studies (HDS) Using the Level Recovery Curve Technology (LRC)]. *Molodoi uchenyi — Young Scientist*, 2017, No. 11 (145), pp. 167–169. [in Russian].

11. Afanaskin I.V., Korolev A.V., Kryganov P.V. Povyshenie tochnosti gidrodinamicheskikh modelei i kontrol' razrabotki neftyanykh mestorozhdenii po dannym gidroproslushivaniya [Hydrodynamic Modeling Accuracy and Oil Fields Development Monitoring Improvement Based on Well Interference Tests Data]. *Trudy nauchno-issledovatel'skogo instituta sistemnykh issledovaniy Rossiiskoi akademii nauk — Proceedings of the Research Institute for System Research of the Russian Academy of Sciences*, 2019, Vol. 9, No. 1, pp. 4–13. DOI: 10.25682/NIISI.2019.1.0001. [in Russian].

12. Maikov D.N., Borkhovich S.Yu. Issledovanie vzaimovliyaniya skvazhin metodom gidroproslushivaniya [Study of Well Interference by Well Pulse Testing Method]. *Neft'. Gaz. Novatsii — Oil. Gaz. Novation*, 2019, No. 2, pp. 30–31. [in Russian].

13. Gilmudtinov R.A., Malyshev V.L., Nurtdinov A.R. Analiz vliyaniya priemistosti nagnatel'nykh skvazhin na razvitiye treshchin avtoGRP [Analysis of Impact of Injection Well Capacity on Self-Induced Hydraulic Fracture Development]. *Neftegazovoye delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 4, pp. 65–71. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-4-65-71. [in Russian].

14. Ivaschenko D.S., Kravets D.A., Mumber P.S., Musin A.A., Sakhibgareev E.E. Automated Interwell Connectivity Measuring in the Presence of Self-Induced Fracturing Effect. *Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2017, SPE-187782-RU. DOI: 10.2118/187782-RU.

15. Qin J., Cheng S., Li P., He Y., Lu X., 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, pp. 106412. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106412.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Нурғалиева Алина Анфисовна, студент кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Alina A. Nurgalieva, Student of Gas and Oil & Gas Condensate Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: Nyralina@mail.ru

Малышев Виктор Леонидович, канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Victor L. Malyshev, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Assistant Professor of Gas and Oil & Gas Condensate Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: victor.l.malyshev@gmail.com