

УДК 622.276:532.5.013

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2018

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА

А.Е. Давыдова, А.А. Щуренко, Н.М. Дадакин, А.Д. Шуталев, Б.Б. Квеско

Сибирский федеральный университет (660041, Россия, г. Красноярск, пр. Свободный, 79)

OPTIMIZATION OF CARBONATE RESERVOIR WELL TESTING

Anastasiya E. Davydova, Aleksandr A. Shchurenko, Nikita M. Dadakin, Artyom D. Shutalev, Bronislav B. Kvesco

Siberian Federal University (79 Svobodny av., Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation)

Получена / Received: 06.06.2018. Принята / Accepted: 09.06.2018. Опубликовано / Published: 29.06.2018

Ключевые слова:

гидродинамические исследования скважин, кривая восстановления давления, дизайн, длительность исследования скважины, режим работы скважины, карбонатный коллектор, нефтегазовое месторождение.

В статье была поставлена цель разработать дизайн гидродинамических исследований скважин для оптимизации времени проведения исследований и сокращения периода их остановки на этапе опытно-промышленной эксплуатации; подтвердить экономическую эффективность представленной методики. Объектом исследования выступили скважины Т-23, Т-361, Т-388 месторождения А, продуктивные отложения которого преимущественно представлены кавернозно-трещиноватыми карбонатными породами рифейского возраста.

В ходе работы был выполнен анализ публикаций по исследуемой проблеме; проведены промысловые гидродинамические исследования скважин, вскрывающих низкопроницаемый карбонатный коллектор; выполнено моделирование гидродинамических исследований, проведены сравнительные расчёты по обработке результатов с помощью программного комплекса Saphir компании KAPPA Engineering.

Приведены результаты разработки дизайна гидродинамических исследований в условиях карбонатного коллектора. Проанализированы данные гидродинамических исследований для 12 скважин, эксплуатирующих рифейские карбонатные отложения, за период 2005–2008 гг., представлены результаты по трем скважинам: Т-23, Т-361, Т-388. Приведены пример расчета времени стабилизации при исследовании скважины методом установившихся отборов, а также оценка оптимального времени регистрации кривой восстановления давления. Кроме того, выполнено сравнение стандартной методики, которой руководствуются при испытании скважины – «РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений», – с методикой, представленной в статье. На основе данного сравнения была установлена экономическая эффективность.

Key words:

well test, pressure recovery curve, workflow, well test time, well operation mode, carbonate reservoir, oil and gas field.

The purpose of the paper is to design a workflow for well testing to optimize the time of study and reduce the switch-off period of wells in a pilot test. Another purpose is to confirm the economic efficiency of the presented workflow. Wells Т-23, Т-361, Т-388 of the А-field were used as objects of study. Deposits of А-field are predominantly represented by cavernous-fractured carbonate rocks of the Riphean age.

During the study an analysis of publications on the problem was performed. Field tests of wells located in low permeability carbonate reservoir were carried out. Modeling of well tests was carried out. Comparative calculations on the processing of results with help of Saphir software of KAPPA Engineering were made.

Results on development of the well test workflow are given. The data of hydrodynamic investigations for 12 wells operating Riphean carbonate deposits for the period 2005–2008 are analyzed and results for wells Т-23, Т-361, Т-388 are presented. An example of calculation of stabilization time for wells by the method of steady-state sampling as well as estimation of the optimal time of recording the pressure recovery curve are given. In addition, a comparison of the standard workflow used in the well test (RD 153-39.0-109-01) is performed. Methodical instructions on complexing and stage of implementation of geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of oil and gas deposits (with the method) are presented in the paper. Based on the comparison economic efficiency was established.

Давыдова Анастасия Евгеньевна – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 391 244 86 25, e-mail: DavydovaAE@knipi.rosneft.ru). Контактное лицо для переписки.

Щуренко Александр Александрович – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 391 244 86 25, e-mail: ShchurenkoAA@knipi.rosneft.ru).

Дадакин Никита Михайлович – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 391 244 86 25, e-mail: DadakinNM@knipi.rosneft.ru).

Шуталев Артем Дмитриевич – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 391 244 86 25, e-mail: ShutalevAD@knipi.rosneft.ru).

Квеско Бронислав Брониславович – кандидат физико-математических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа (тел.: +007 391 244 86 25, e-mail: kveskobb@gmail.com).

Anastasiya E. Davydova – PhD student at the Department of Reservoir Engineering (tel.: +007 391 244 86 25, e-mail: DavydovaAE@knipi.rosneft.ru). The contact person for correspondence.

Aleksandr A. Shchurenko – PhD student at the Department of Reservoir Engineering (tel.: +007 391 244 86 25, e-mail: ShchurenkoAA@knipi.rosneft.ru).

Nikita M. Dadakin – PhD student at the Department of Reservoir Engineering (tel.: +007 391 244 86 25, e-mail: DadakinNM@knipi.rosneft.ru).

Artyom D. Shutalev – PhD student at the Department of Reservoir Engineering (tel.: +007 391 244 86 25, e-mail: ShutalevAD@knipi.rosneft.ru).

Bronislav B. Kvesco (Author ID in Scopus: 57201123338) – PhD in Physics and Mathematics, Professor at the Department of Reservoir Engineering of the Institute of Oil and Gas (tel.: +007 391 244 86 25, e-mail: kveskobb@gmail.com).

Введение

В мировом балансе энергоносителей доля углеводородов, сосредоточенных в карбонатных коллекторах, играет все более существенную роль. Запасы нефти, приуроченные к карбонатным коллекторам, с содержанием в них вязкой и высоковязкой нефти к настоящему времени составляют в мире более 30 % от всех разведанных запасов [1–4]. В России запасы нефти в таких коллекторах составляют более 50 % от всех запасов. Наиболее крупными активами с такими залежами являются восточный участок Оренбургского месторождения, Куюмбинское и Западно-Чонское месторождения в Восточной Сибири, проект «Бадра» в Ираке, Приразломное месторождение на шельфе Печорского моря [5–6].

В статье рассматривается месторождение А, продуктивные отложения которого преимущественно представлены крепкими трещиноватыми карбонатными породами рифейского возраста. Рифейские отложения сложены в нижней части терригенными отложениями (зелендуконская и вздрэшевская толщи), перекрытыми глинисто-карбонатными отложениями мадринской толщи. Выше залегает около 2500 м отложений преимущественно карбонатного состава, состоящих из чередования карбонатных пачек толщиной около 500 м каждая и глинисто-карбонатных пачек, толщина каждой из которых составляет порядка 100–200 м. Карбонатные пачки на 90–95 % представлены доломитами и на 10–5 % – прослоями аргиллитов. В глинисто-карбонатных пачках прослой аргиллитов занимают от 30 до 70 % общей толщины. Мощность прослоев аргиллитов изменяется от миллиметров до нескольких метров [7].

В процессе формирования карбонатных пород-коллекторов решающее значение имеют как условия образования осадков, так и вторичные постседиментационные преобразования карбонатных пород. По совокупности геохимических признаков условий осадконакопления формирование свиты месторождения А предположительно происходило в морских опресненных условиях со значительными локальными влияниями пресноводных масс. Формирование емкостного пространства в карбонатных породах осуществлялось на всех стадиях литогенеза. Первичная седиментационная структура

карбонатных осадков предопределяет дальнейшее развитие постседиментационных процессов, что в совокупности окончательно формирует ёмкостные и фильтрационные свойства карбонатных пород. Первичная пористость в органогенных постройках значительно выше, чем в тонкозернистых иловых осадках, и обусловлена наличием пустотного пространства в строматолитовых и водорослевых доломитах. Плотная упаковка первичных седиментационных илов и отсутствие органических остатков предопределяют их низкую пористость. Матрица практически непроницаема, и ее пористость находится в пределах 0,1–1 % [8–11].

Следует отметить значительное влияние трещиноватости на условия фильтрации флюидов в карбонатных породах венда и рифея. Этим обусловлено преимущественное развитие в них коллекторов сложного типа: трещинно-поровых, порово-трещинных, трещиновато-кавернозных [12–13]. Трещиноватость является одним из факторов, способствующих не только фильтрации углеводородов, но и образованию вторичной емкости [14–15]. Многочисленными исследованиями, проведенными во Всероссийском нефтяном научно-исследовательском геолого-разведочном институте (ВНИГРИ), установлено, что густота трещин с глубиной не возрастает, но увеличивается ее роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств. С глубиной возрастает и значение трещин как основных путей фильтрации. Как показывают результаты исследований, емкость трещин крайне низкая и в сильно трещиноватых породах не превышает 0,03–0,05 % [16]. Поэтому трещины не являются, а служат в основном путями фильтрации углеводородов и косвенно принимают участие в образовании вторичных пор выщелачивания. Вторичные поры выщелачивания, развитые вдоль открытых трещин, составляют 0,5–2,5 %, в сильно трещиноватых породах достигают 5–6 % [17].

Дизайн гидродинамического исследования

В табл. 1 представлены основные геологические характеристики месторождения А.

А относится к месторождениям очень сложного геологического строения со следующими характеристиками:

- высокая степень литолого-фациальной неоднородности;
- значительная дезинтегрированность;

- изотропия фильтрационных свойств;
- интенсивный обменный поток жидкости между трещинами и матрицей.

Т а б л и ц а 1

Геологические характеристики
месторождения А

Параметр		Характеристика
Фазовое состояние		Нефтегазоконденсатная
Тип залежи		Массивная, тектонически экранированная
Тип коллектора	Литологический состав	Карбонатный
	По типу пустотного пространства	Кавернозно-трещинный

Данные параметры являются причиной недостижения радиального режима фильтрации. С одной стороны, радиальное течение может «маскироваться» влиянием эффекта ствола скважины либо линейным течением в случае скважины с трещиной. С другой стороны, радиальный режим притока может быть искажен проявлением следующих граничных условий:

- интерференция с окружающими скважинами;
- геологический разлом, фациальное замещение (наличие непроницаемой границы);
- процессы, происходящие в стволе скважины;
- газовой шапки (границы постоянного давления).

Вследствие сложного характера потоков интерпретация результатов ГДИ в условиях карбонатного коллектора является непростой задачей. С целью устранения неоднозначности получаемой информации в данной статье предлагается разработка комплексного подхода к моделированию процесса проведения исследований и прогноза получаемых данных с помощью дизайна.

Данный метод позволяет:

- прогнозировать длительность работы в определенном режиме;
- прогнозировать длительность остановки на кривой восстановления давления (КВД), при этом общая продолжительность ГДИ определяется с учетом наименьших потерь времени эксплуатации скважин и добычи углеводородов;
- учитывать технические и технологические условия проведения работ;

– определить наиболее часто проявляющиеся факторы и принять меры по уменьшению их негативного влияния на проведение ГДИ;

– оценить возможности получения фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пласта и параметров скважины по КВД;

– оценить потери по добыче нефти.

В статье приводятся результаты анализа данных исследований трех добывающих скважин, которые вскрыли продуктивный горизонт, представленный карбонатными отложениями рифейского возраста. В 2018 г. на месторождении А в рамках проекта пробной эксплуатации планируется переиспытание скважин Т-23, Т-361; Т-388 с проведением ГДИ методом установившихся отборов и методом неустановившейся фильтрации (регистрация забойного давления после остановки скважины). После проведения ГДИ планируется запуск скважины в пробную эксплуатацию.

Разработка дизайна гидродинамических исследований осуществлялась в программном продукте Saphir пакета Ecrin компании KAPPA Engineering [18]. В качестве исходной информации используются следующие данные:

1. Характеристика скважин-кандидатов

Первые гидродинамические исследования скважин Т-23, Т-361; Т-388 проводились в 2007 г. Вторичное вскрытие выполнено кумулятивной перфорацией ПКО-89С, плотность прострела для скважины Т-23 составила 14 отверстий/погонный метр, для скважин Т-361 и Т-388 – 20 отверстий/погонный метр. Для вызова притока было проведено несколько циклов свабирования с созданием депрессии до 35 % от пластового давления, после чего скважина перешла в режим фонтанирования.

Для формирования дизайна исследования была использована реальная работа скважин. В табл. 2 представлены основные параметры скважин-кандидатов.

Т а б л и ц а 2

Характеристика скважин

Параметр	Характеристика		
	Т-23	Т-361	Т-388
Скважина	Т-23	Т-361	Т-388
Назначение	Разведочная	Разведочная	Разведочная
Тип	Вертикальная	Вертикальная	Вертикальная
Дебит, м ³ /сут	182,8	309,0	136,0

2. PVT-свойства флюида, параметры пласта

В табл. 3, 4 представлены свойства флюидов и параметры пласта.

Т а б л и ц а 3
Свойства флюидов

Параметр	Ед. изм.	T-23	T-361	T-388
Начальное пластовое давление	кгс/см ²	216	200,6	200,6
Вязкость пластовой нефти μ_0	сПз	1,332	1,06	1,06
Объемный коэффициент нефти B_0	доли ед.	1,288	1,465	1,465
Плотность нефти (пластовые условия) $\rho_{0,п.у.}$	г/см ³	0,714	0,7	0,7
Плотность нефти (стандартные условия) $\rho_{0,с.у.}$	г/см ³	0,822	0,825	0,825
Полная сжимаемость C_t	1/МПа·10 ⁻⁴	18,3	18,3	18,3

Т а б л и ц а 4
Параметры пласта

Параметр	Ед. изм.	Значение
Эффективная толщина пласта $H_{эфф}$	М	93,2
Средняя пористость коллектора ϕ	доли ед.	0,01

3. Подбор оборудования

Для проведения ГДИ предполагается использование прибора «САМТ-02». Данный глубинный манометр-термометр предназначен для регистрации значений давления и температуры по стволу скважины и изменения их во времени в любой точке, например, на забое при снятии кривой восстановления давления [19]. Основными преимуществами прибора являются:

- скоростной режим замера для обеспечения оперативности исследования;
- регулирование режима работы и передача данных без разборки корпуса.

В качестве исходных данных для формирования дизайна исследования использовались характеристики оборудования, приведенные в табл. 5.

Т а б л и ц а 5
Краткие технические характеристики
«САМТ-02»

Параметр	Ед. изм.	Значение
Диапазон измерения давления	МПа	0–60
Предельно допустимые условия эксплуатации	°С	–40...+125
Минимальная дискретность измерения	с	1/128
Время непрерывной работы от свежей батареи	Ед.	До 1 года
Разрешающая способность по давлению	МПа	0,0001
Максимальная скорость записи	с	1
Погрешность измерений давления от полной шкалы	%	0,15

4. Формирование программы исследований

В статье рассматривается дизайн индикаторной диаграммы (ИД) с прямым и обратным ходом методом монотонно-ступенчатого изменения дебита.

В основе всех модификаций вариантов исследования с помощью ИД лежит метод установившихся отборов. Обязательными требованиями к проведению исследований методом установившихся отборов являются полное восстановление давления в ходе остановки скважины и полная стабилизация на режиме [20]. Известно, что в случае низкопроницаемых коллекторов такой процесс требует длительного времени.

Исследуются четыре режима прямого хода (с минимального штуцера), остановка на КВД и два режима обратного хода. Режимы обратного хода применяются для контроля очистки скважины и ухудшения свойств призабойной зоны. Запись КВД после окончания прямого хода целесообразна, так как на последнем режиме прямого хода происходит работа с максимальным дебитом, что обуславливает максимальное значение производной давления при КВД. Таким образом, создаются наиболее благоприятные условия для очистки забоя от жидкости и механических примесей, что обеспечивает хорошее качество КВД [21–26].

При проведении исследований для рассматриваемых скважин месторождения А методом установившихся отборов время стабилизации рассчитывается по формуле

$$t_y = \frac{R_k^2}{4 \cdot \chi},$$

где R_k – радиус контура питания, или половина расстояния до соседних скважин, м; χ – пьезопроводность пласта, м²/с.

Оценка продолжительности работы скважины на каждом режиме осуществляется на основе выхода скважины на установившийся режим. Коэффициент пьезопроводности пласта рассчитывается по формуле

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot \beta^*},$$

где k – проницаемость пласта, м²; μ – динамическая вязкость пластового флюида, Па·с; β^* – упругоемкость пласта, Па⁻¹.

В качестве исходных для построения дизайна приняты данные ГДИ, проведенного в 2007 г. (проницаемость, влияние ствола скважины, дебит) [27]. При моделировании использовано нейтральное значение механического скин-фактора, равное 0. В табл. 6 представлены исходные данные и расчетное время, необходимое для работы скважины на каждом режиме.

Таблица 6

Рекомендуемые режимы работы скважины

Технология	Штуцер, мм	Длительность, ч	Расчетный дебит, м ³ /сут
<i>Скважина Т-23</i>			
Очистка ПЗП	10	24	149,8
КВД			
Прямой ход	6	42	64,9
	8	42	113,2
	10	42	149,8
	12	42	182,8
КВД			
Обратный ход	10	42	149,8
	8	42	113,2
<i>Скважина Т-361</i>			
Очистка ПЗП	10	24	216
КВД			
Прямой ход	6	17	121,9
	8	17	166,1
	10	17	216
	12	17	309
КВД			
Обратный ход	10	17	216
	8	17	166,1
<i>Скважина Т-388</i>			
Очистка ПЗП	10	24	123
КВД			
Прямой ход	6	19	70
	8	19	93
	10	19	123
	12	19	136
КВД			
Обратный ход	10	19	123
	8	19	93

На рис. 1 представлены модели дизайна исследований скважин Т-23, Т-361, Т-388. Согласно результатам проведенного моделирования, для получения качественной ИД нужна работа скважины на каждом режиме (без учёта времени, необходимого для смены режима) не менее:

- 42 ч для скважины Т-23;
- 17 ч для скважины Т-361;
- 19 ч для скважины Т-388.

В результате численного моделирования были получены диагностические графики КВД. На рис. 2 представлен детализированный график для скважины Т-23.

Согласно выполненному моделированию, время окончания влияния ствола скважины составило 12 часов, начало выхода на радиальный режим течения диагностируется спустя 35 часов.

С целью получения корректных результатов при интерпретации КВД на скважине Т-23 длительность радиального режима должна составить не менее 1/2 логарифмического цикла. С учётом указанного условия длительность регистрации КВД составит порядка 100 часов (4 суток).

В результате выполненного дизайна был проведен тщательный анализ исходных данных и произведено численное моделирование поведения забойного давления для скважин Т-23, Т-361, Т-388 (рис. 3). По результатам моделирования рекомендованная продолжительность исследования составляет:

- Т-23 – 100 ч;
- Т-361 – 40 ч;
- Т-388 – 35 ч.

Также в рамках данной работы удалось провести сопоставление дизайна исследования с реальными результатами испытания для скважины Т-23.

Необходимо отметить, что регистрация кривой восстановления давления проводилась в течении 144 ч в соответствии с рекомендациями, указанными в РД 153-39.0-109-01.

На полученном диагностическом графике математического моделирования КВД в билогарифмических координатах наблюдается длительный период влияния ствола скважины, осложненный фазовыми перераспределениями, – 35 ч, время выхода на радиальное течение составляет порядка 38 ч.

Анализ рис. 6 показывает, что фактическое начало выхода на радиальный режим течения $T_{нач.рад}$ диагностируется спустя 38 ч, при этом $T_{нач.рад}$, полученное в результате моделирования дизайна исследования, составило 35 ч. Вышеприведенные данные подтверждают высокую эффективность применения методики разработки комплексного подхода к моделированию процесса проведения исследований, основанного на создании дизайна.

Экономический эффект

В период планирования ГДИ на этапе опытно-промышленной эксплуатации скважин фактором для экономической оценки является время проведения исследований. Чем меньше период проведения ГДИ и, как следствие, период остановки скважины, тем проект выгоднее.

С целью оценки экономической эффективности представленного подхода был

проведен сравнительный анализ, при этом использовались рекомендации, указанные в РД 153-39.0-109-01, в соответствии с геологическими условиями, а также данные, полученные в результате моделирования дизайна исследования. Исходя из рекомендаций, указанных в РД, необходимое время эксплуатации скважины на одном режиме для коллектора с проницаемостью $0,05-0,01$ мкм² составляет 96 ч, а время снятия КВД – 144 часа [28–32].

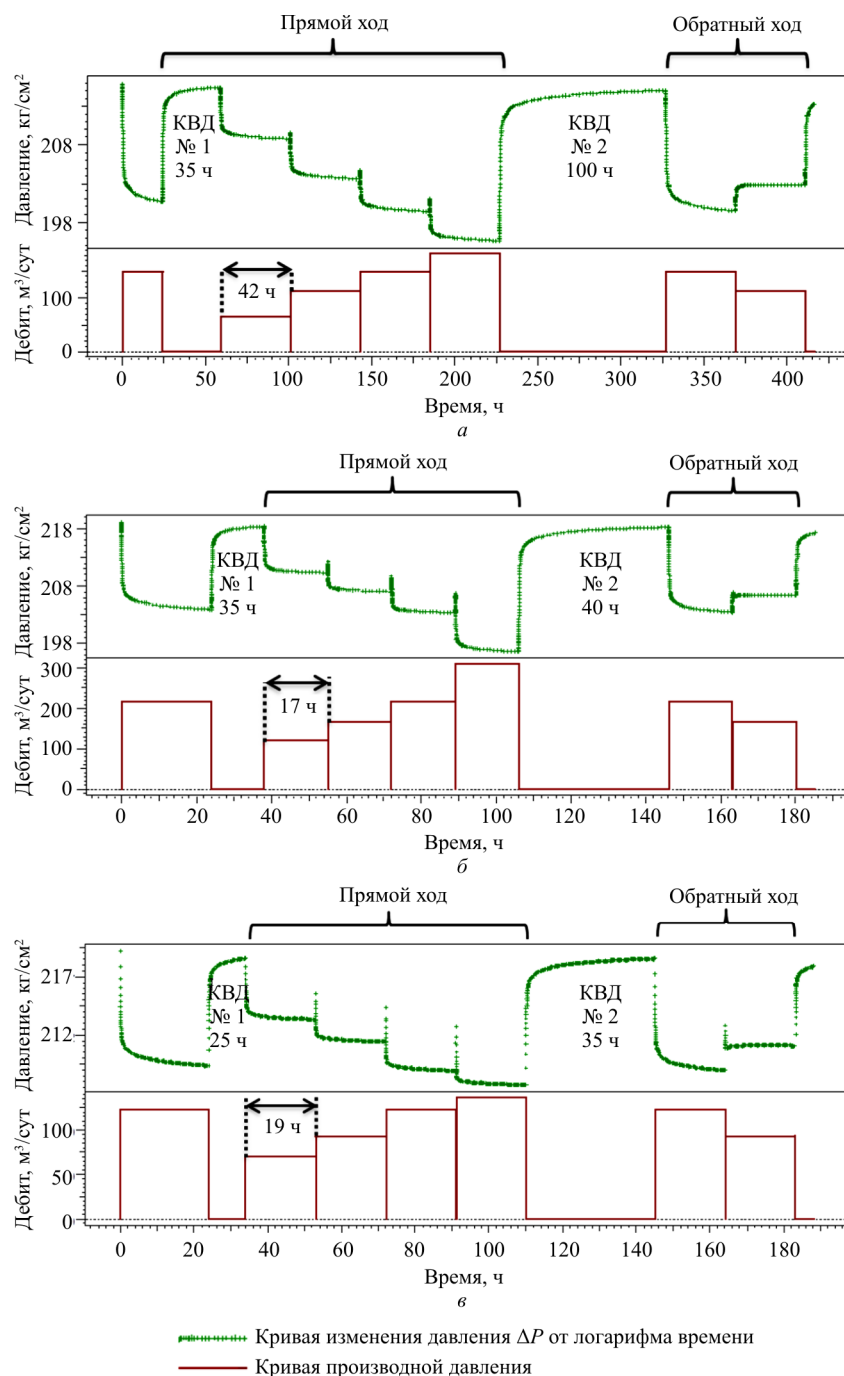


Рис. 1. Дизайн исследования скважины: а – Т-23; б – Т-361; в – Т-388

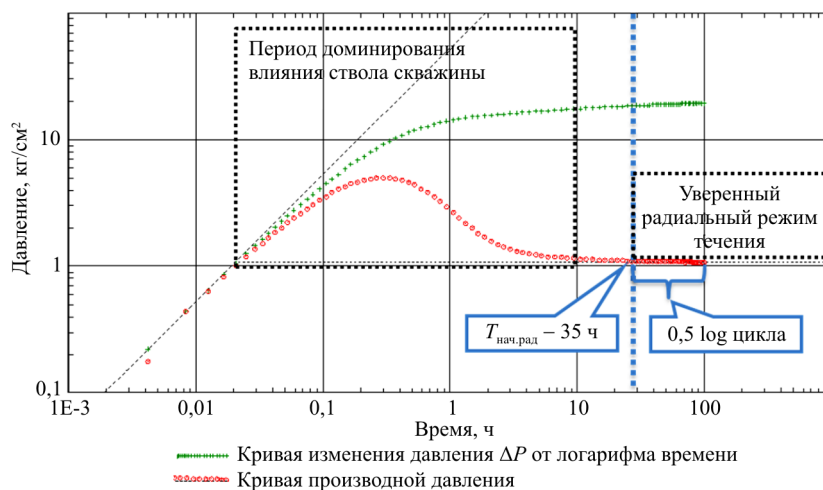


Рис. 2. Дизайн диагностического графика КВД скважины Т-23 в билогарифмических координатах

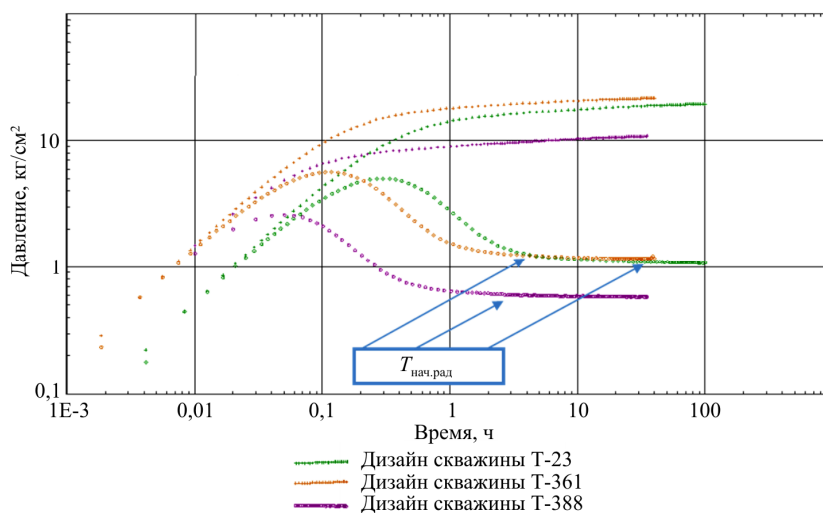


Рис. 3. Дизайн диагностического графика КВД скважин Т-23, Т-361, Т-388 в билогарифмических координатах: $T_{\text{нач.рад}}$ – начало выхода на радиальный режим течения

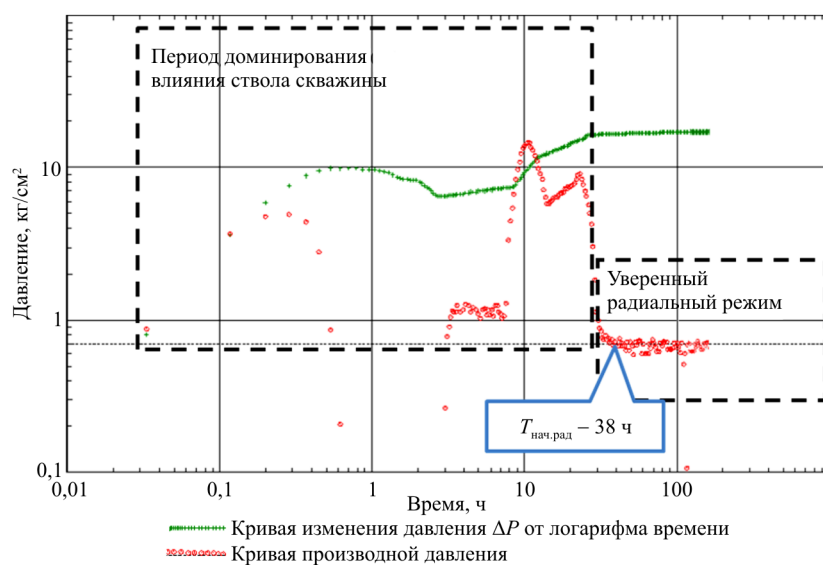


Рис. 4. Фактический диагностический график КВД скважины Т-23 в билогарифмических координатах

Исходные данные для расчета представлены в табл. 7.

Таблица 7

Исходные данные для экономического анализа

Параметр	Характеристика		
Технические характеристики			
Скважина	T-23	T-361	T-388
Дебит $Q_{\text{нефти}}$, т/сут	150,3	254,0	111,8
Время снятия кривой восстановления забойного давления, сут:			
– стандартная методика РД 153-39.0-109-01 T_1	6	6	6
– методика тест-дизайна T_2	4,2	1,7	1,5
Экономические макропараметры			
Цена нефти $S_{\text{барр}}$ (среднее за год, по данным на февраль 2018 г.), долл/баррель	68,95		
Коэффициент барреляжа $K_{\text{барр}}$ (по данным аналитического агентства АРГУС), баррель/т	7,43		

Как упоминалось выше, при рассмотрении стандартного подхода минимальное время снятия кривой восстановления забойного давления $T_1 = 144$ часа (6 суток) принято для скважин с высокими устойчивыми дебитами и коллекторов с проницаемостью ниже $0,05\text{--}0,01$ мкм².

Цена нефти $S_{\text{т}}$, долл/т [33–34]:

$$S_{\text{т}} = S_{\text{барр}} \cdot K_{\text{барр}} = 68,95 \cdot 7,43 = 512,30.$$

С учетом курса доллара (по данным на февраль 2018 года) $S_{\text{долл}} = 57,66$ руб/долл., стоимость нефти S , тыс. руб/т:

$$S = S_{\text{т}} \cdot S_{\text{долл}} = 512,30 \cdot 57,66 = 29,54.$$

Масса нефти, полученной в процессе проведения ГДИ в зависимости от применяемой методики прогнозирования ГДИ, т:

$$M_{\text{н}} = Q_{\text{нефти}} \cdot T.$$

Экономический эффект $\mathcal{E}$ при применении методики создания дизайна по сравнению со стандартным подходом рассчитывался по формуле [34–38]

$$\mathcal{E} = (M_{\text{н}_1} - M_{\text{н}_2})S,$$

В табл. 8 представлены результаты экономических расчетов.

Таблица 8

Результаты экономического сравнения методик

Сква- жина	Дебит, т/сут	Длитель- ность, сут		Потери нефти, т		Стоимость нефти, тыс. руб/т	Эконом. эффект, тыс. руб.
		РД	тест- дизайн	РД	тест- дизайн		
	Q	T_1	T_2	$M_{\text{н}_1}$	$M_{\text{н}_2}$	S	$\mathcal{E}$
T-23	150,3	6	4,2	901,8	631,3	29,54	7 991,8
T-361	254,0	6	1,7	1524,0	431,8		32 263,6
T-388	111,8	6	1,5	670,8	167,7		14 861,6

Из вышеприведенных данных следует, что экономический эффект от применения представленной методики прогнозирования ГДИ, основанного на создании дизайна, в сравнении со стандартным подходом по РД 153-39.0-109-01 для рассматриваемых скважин месторождения А составит: $\mathcal{E}_1 = 7991,8$ тыс. руб.; $\mathcal{E}_2 = 32\,263,6$ тыс. руб.; $\mathcal{E}_3 = 14\,861,6$ тыс. руб.

Можно заключить, что методика создания дизайна исследования позволяет сократить срок проведения ГДИ на стадии планирования. Таким образом, период остановки скважины уменьшится, что позволит сократить потери на этапе опытно-промышленной эксплуатации скважин и получить дополнительную выгоду от реализации продукта (рис. 5).

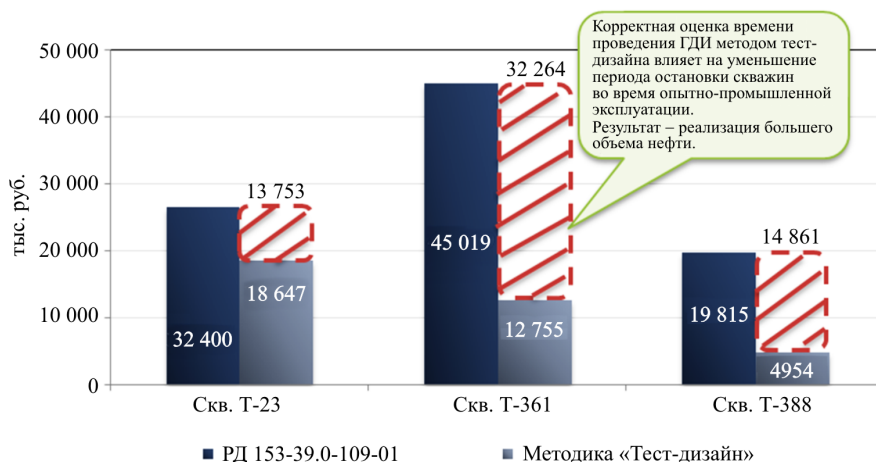


Рис. 5. Результаты экономического сравнения методик.
Экономический эффект применения методики «Тест-дизайн»

Выводы

В результате выполненного дизайна был произведен тщательный анализ исходных данных и выполнено численное моделирование поведения забойного давления в скважинах Т-23, Т-361, Т-388. По результатам моделирования рекомендованная продолжительность исследования составила:

- Т-23 – 100 ч;
- Т-361 – 40 ч;
- Т-388 – 35 ч.

Потери нефти для исследуемых скважин при остановке будут составлять:

- Т-23 – 631,3 т;
- Т-361 – 431,8 т;
- Т-388 – 167,7 т.

Данные скважины Т-23 также были сопоставлены с реальными данными исследования. В ходе анализа было установлено, что выбранный дизайн исследования и проведенные расчеты полностью подтверждаются.

В статье подтверждена экономическая целесообразность моделирования ГДИ, основанного на создании дизайна исследования. Уточнение времени проведения исследований по сравнению со стандартным подходом РД 153-39.0-109-01 позволяет сократить период остановки скважины и увеличить время добычи нефти на этапе опытно-промышленной эксплуатации. Усредненное значение экономического эффекта на основе данных по трем разведочным скважинам месторождения А составило 20 292,7 тыс. руб.

В условиях сформированной системы разработки месторождений для повышения качества ГДИ требуются обязательная точная постановка целей гидродинамического исследования в адресной скважине с определением

возможностей того или иного метода ГДИ, а также обязательное соблюдение технологии исследования, изложенной в дизайне. Это позволит значительно повысить качество ГДИ, оптимизировать затраты на исследования и потери нефти, компенсируя их высокой точностью полученной информации. Предложенные в статье решения позволяют оценить целесообразность и экономическую эффективность планируемых работ.

Очевидно, что для проведения качественных исследований необходимо планировать ГДИС на этапе, предшествующем замерам. Иными словами, перед любым ГДИ следует выполнить его дизайн либо в специализированном программном продукте, либо по эмпирическим формулам [39–42].

Важно отметить, что как бы идеально ни было спланировано исследование, необходимо обеспечить технические (подготовка скважины, выбор работоспособного исследовательского оборудования) и технологические (соблюдение длительности исследования) условия проведения работ в адресной скважине каждой из ответственных сторон (нефтяной компанией и сервисным предприятием). Кроме того, необходимо установить, что именно может помешать получению отчетливо диагностируемого участка радиального течения. С одной стороны, радиальное течение может «маскироваться» влиянием эффекта ствола скважины либо линейным течением в случае скважины с трещиной. С другой стороны, радиальный режим притока может быть искажен проявлением следующих граничных условий: 1) интерференции с окружающими скважинами; 2) геологического разлома (наличие непроницаемой границы); 3) газовой шапки (границы постоянного давления).

Библиографический список

1. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т.А. Деева, М.Р. Камартидинов, Т.Е. Кулагина, П.В. Мангазеев. – Томск: Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2009. – 243 с.
2. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие. – Волгоград: Ин-Фolio, 2008. – 192 с.
3. Brand U., Veizer J. Chemical diagenesis of a multicomponent carbonate system – 1: trace elements // Journal of

- Sedimentary Petrology. – 1980. – Vol. 50, № 4. – P. 1219–1236. DOI: 10.1306/212F7BB7-2B24-11D7-8648000102C1865D
4. Choquette Ph.W., James N.P. Diagenesis 12. Diagenesis in limestones – 3. The deep burial environment // Geoscience Canada. – 1987. – Vol. 14, № 1. – P. 3–35.
5. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В. Увеличение нефтеотдачи в карбонатных коллекторах // NEFTEGAZ.RU. – 2017. – № 3. – С. 99–103.

6. Barnaby R.J., Read J.F. Dolomitization of a carbonate platform during late burial: Lower to Middle Cambrian Shady dolomite, Virginia Appalachians // *Journal of Sedimentary Geology*. – 1992. – Vol. 62, № 6. – P. 1023–1043. DOI: 10.1306/D4267A3C-2B26-11D7-8648000102C1865D
7. Васильева К.Ю. Стадийность постседиментационных изменений карбонатных пород рифея – венда Куломбинского месторождения и ее связь с геологической эволюцией Байкитской антеклизы (юго-запад Сибирской платформы). – СПб., 2017. – 138 с.
8. Bathurst R.G.C. Carbonate sediments and their diagenesis. – Amsterdam: Elsevier, 1975. – 620 p.
9. Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа. – Л.: Недра, 1989 – 103 с.
10. Варкашина И.В. Сидиментационные и постсидиментационные факторы формирования рифейских карбонатных коллекторов ЮТЗ нефтегазоаккумуляции (Восточная Сибирь): Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ // Тезисы докладов Всероссийской конференции. – Пермь, 2000. – 159 с.
11. Гутин О.В. Совершенствование схемы расчленения и корреляции рифейских отложений юго-западной части Сибирской платформы // Геология, строение, нефтегазоносность и перспективы освоения нефтяных и газовых месторождений нижнего Приангарья: сб. докл. Всерос. конф. – Красноярск, 1996. – С. 45–46.
12. Гмид Л.П., Леви С.Ш. Атлас карбонатных пород-коллекторов. – Л.: Недра, 1972. – 200 с.
13. О влиянии эпигенетических процессов в карбонатных породах на возникновение вторичной емкости (на примере месторождений Средней Азии) / С.П. Корсаков [и др.] // Карстовые коллекторы нефти и газа. – Пермь, 1973. – С. 148–149.
14. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции в верхнем протерозое Сибирской платформы / А.Э. Конторович, А.Н. Изосимова, А.А. Конторович, Е.М. Хабаров, И.Д. Тимошина // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37, № 8. – С. 166–195.
15. Соколов Д.С. Формирование пористости и кавернозности растворимых пород // Известия высших учебных заведений. – 1958. – № 1. – С. 54–66.
16. Белоновская Л.Г. Трещиноватость карбонатных пород и разработанные во ВНИГРИ основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – С. 9–13.
17. Burdine N.T. Relative permeability calculations from pore size distribution Data // *Transaction of AIME*. – 1953. – Vol. 5, № 3. DOI: 10.2118/225-G.
18. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis v4.12.02. – Kappa, 2011. – 557 p.
19. Манометры-термометры глубинные «САМТ-02-25-d32», «САМТ-02-40-d32», «САМТ-02-60-d32»: Руководство по эксплуатации. – М., 2010 – 13 с.
20. Интерпретация и анализ результатов исследований коллектора трещинно-кавернозно-порового типа / В.А. Байков, О.В. Емченко, А.В. Зайнулин, А.Я. Давлетбаев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – № 5. – С. 30–34.
21. Brooks R.H., Corey A.T. Properties of porous media affecting fluid flow // *Journal of Irrigation and Drainage Engineering (ASCE)*. – 1966. – Vol. 92, № 2. – P. 61–88.
22. Earlaugher R.C. Jr., Kerch K.M. Analysis of short-time transient test data by type-curve matching // *Journal of petroleum technologies* – 1974. – Vol. 26. – P. 793–800. DOI: 10.2118/4488-PA
23. Gringarten A.C. Well test analysis in PRACTICE // The way ahead (TWA). – 2012. – P. 10–15. – SPE-0212-010-TWA. DOI: 10.2118/0212-010-TWA
24. Horne R.N. Modern well test analysis. A computer aided approach. – Petroway Inc. US, 1990. – 185 p.
25. Зейн Аль-Абидин М.Д., Сохошко С.К., Саранча А.В. Разработка дизайна гидродинамического исследования нефтяной скважины в нефтегазоконденсатном коллекторе с применением методов трехмерного численного моделирования // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 4–1. – С. 47–51.
26. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Оценка влияния фильтрационной анизотропии нефтегазоносных коллекторов при моделировании месторождений // Газовая промышленность. – 2014. – № 3. – С. 22–27.
27. Ольховская В.А., Зиновьев А.М., Головина Ю.А. Параметрическая интерпретация данных гидродинамических исследований скважин и пласта как реологической системы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 8. – С. 40–44.
28. Pressure transient analysis of a well penetrating a filled cavity in naturally fractured carbonate reservoirs / Bo Gao, Zhao-Qin Huang, Jun Yao, Xin-Rui Lv, Yu-Shu Wu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. – P. 392–403. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.05.037
29. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений: утв. Приказом Минэнерго России от 5 февраля 2002 г. № 30. – М.: Наука, 2002. – 95 с.
30. Патрушева Е.Г. Инвестиционный менеджмент: учеб. пособие / Ярославский гос. ун-т им. П.Г. Демидова. – Ярославль, 2017. – 120 с.
31. Шпайхер Е.Д., Салихов В.А. Геолого-разведочные работы и геолого-экономическая оценка месторождений полезных ископаемых: учеб. пособие / Сиб. гос. индустр. ун-т. – Новокузнецк, 2002. – 311 с.

32. Астафьева М.П., Мелехин Е.С., Порохня Е.А. Оценка месторождений полезных ископаемых как объектов инвестирования и бизнеса. – М.: ВНИИЛМ, 2002. – 142 с

33. Хакимова А.С. Комплекс ГИС в экономических расчетах месторождений нефти и газа // Экономика и бизнес: теория и практика – 2017. – № 8. – С. 79–81.

34. Кузьмин Т.Г., Молодых П.В. Экономика инвестиционного проекта в нефтегазовой отрасли: учеб. пособие / Томск. политехн. ун-т. – Томск, 2010. – 181 с.

35. Кочетков А.А. Экономическая теория: учеб. для бакалавров – М.: Дашков и К, 2016. – 696 с.

36. Давыдова А.Е., Гроо А.А. Разработка расчетного комплекса поверхностного обустройства 0-d уровня // Сб. докл. VIII Региональной научно-техн. конф. молодых специалистов ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть». – Красноярск, 2016. – 108 с.

37. Расчет экономической эффективности новых технологических процессов / И.М. Бабук, А.А. Королько, С.И. Адаменкова, Е.Н. Костюкевич; Белорусский национальный технический университет. – Минск, 2010. – 56 с.

38. Impact of oil prices on nominal exchange rate: evidence from Ghana / G. Acka, A. Mohammed,

J. Ampomah, D. Oppong, O. Sampah // The International Journal Of Business & Management. – 2017. – P. 269–281.

39. Bourde D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. – Amsterdam: Elsevier science, 2002. – 461 p.

40. Economides M., Daniel H. Petroleum production systems / Prentice Hall Inc, Upper Saddle River, NJ 07458. – 1994. – 607 p.

41. Adedapo A., Ayham A. A cohesive approach at estimating water saturation in a low-resistivity pay carbonate reservoir and its validation // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology – 2017. – P. 306–320.

42. A cohesive approach at estimating water saturation in a low-resistivity pay carbonate reservoir and its validation / A. Awolayo, A. Ashqar, M. Uchida, A.A. Salahuddin, S.O. Olayiwola. // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2017. – Vol. 7, iss. 3. – P. 637–657. DOI: 10.1007/s13202-017-0318-2

43. Arbab B., Jahani D., Movahed B. Reservoir characterization of carbonate in low resistivity pays zones in the buwaib formation, Persian gulf // Open Journal of Geology – 2017. – P. 1441–1451. DOI: 10.4236/ojg.2017.79096

References

1. Deeva T.A., Kamartdinov M.R., Kulagina T.E., Mangazeev P.V. Gidrodinamicheskie issledovaniia skvazhin analiz i interpretatsiia dannykh [Well tests: analysis and interpretation of data]. Tomsk, Izdatelstvo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2009, 243 p.

2. Pokrepin B.V. Razrabotka neftianyykh i gazovykh mestorozhdenii [Development of oil and gas fields]. Volgograd, In-Folio, 2008, 192 p.

3. Brand U., Veizer J. Chemical diagenesis of a multicomponent carbonate system – 1: trace elements. *Journal of Sedimentary Petrology*, 1980, vol.50, no.4, pp.1219–1236. DOI: 10.1306/212F7BB7-2B24-11D7-8648000102C1865D

4. Choquette Ph. W., James N.P. Diagenesis 12. Diagenesis in limestones – 3. The deep burial environment. *Geoscience Canada*, 1987, vol.14, no.1, pp.3–35.

5. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V. Uvelichenie nefteotdachi v karbonatnykh kollektorakh [Increase of oil recovery in carbonate reservoirs]. *NEFTEGAZ.RU*, 2017, no.3, pp.99–103.

6. Barnaby R.J., Read J.F. Dolomitization of a carbonate platform during late burial: Lower to Middle Cambrian Shady dolomite, Virginia Appalachians. *Journal of Sedimentary Geology*, 1992, vol.62, no.6, pp.1023–1043. DOI: 10.1306/D4267A3C-2B26-11D7-8648000102C1865D

7. Vasileva K.Iu. Stadiinost postsedimentatsionnykh izmenenii karbonatnykh porod rifeia – venda Kuumbinskogo mestorozhdeniia i ee sviaz s geologicheskoi evoliutsiei Baikitskoi anteklizy (iugozapad Sibirskoi platformy) [Stages of post-sedimentation changes of carbonate rocks of the Riphean-Vendian

Kuyumbinsky deposit and its connection with the geological evolution of the Baikite antecline (south-west of the Siberian platform)]. Saint Petersburg, 2017, 138 p.

8. Bathurst R.G.C. Carbonate sediments and their diagenesis. Amsterdam, Elsevier, 1975, 620 p.

9. Metodicheskie rekomendatsii po izucheniiu i prognozu kollektorov nefti i gaza slozhnogo tipa [Methodical recommendations for the study and forecasting of complex gas-oil reservoirs and gas]. Leningrad, Nedra, 1989, 103 p.

10. Varkasina I.V. Sidementatsionnye i postsidementatsionnye faktory formirovaniia rifeiskikh karbonatnykh kollektorov IuTZ neftegazonakopleniia (Vostochnaia sibir): kriterii otsenki neftegazonosnosti nizhe promyshlenno osvoennykh glubin i opredelenie prioritnykh napravlenii geologo-razvedochnykh rabot [Sedimentation and post-sedimentation factors of formation of Riphean carbonate collectors of UTZ of oil and gas accumulation (East Siberia): Criteria for assessing oil and gas content lower than industrial depths and determining priority directions of geological prospecting works]. *Tezisy dokladov vserossiiskoi konferentsii*. Perm, 2000, 159 p.

11. Gutina O.V. Sovershenstvovanie skhemy raschleneniia i korreliatsii rifeiskikh otlozhenii iugozapadnoi chasti Sibirskoi platformy [Improvement of the scheme of dismemberment and correlation of the Riphean deposits of the southwestern part of the Siberian platform]. *Geologiya, stroenie, neftegazonosnost i perspektivy osvoeniia neftianyykh i gazovykh mestorozhdenii nizhnego Priangaria. Sbornik dokladov Vserossiiskoi konferentsii*. Krasnoyarsk, 1996, pp.45–46.

12. Gmid L.P., Levi S.Sh. Atlas karbonatnykh porod-kollektorov [Atlas of carbonate rock-reservoirs]. Leningrad, Nedra, 1972, 200 p.
13. Korsakov S.P. et al. O vliianii epigeneticheskikh protsessov v karbonatnykh porodakh na vzniknovenie vtorichnoi emkosti (na primere mestorozhdenii Srednei Azii) [On the influence of epigenetic processes in carbonate rocks on the emergence of secondary capacities (on the example of deposits of Central Asia)]. *Karstovye kolektory nefiti i gaza*. Perm, 1973, pp.148-149.
14. Kontorovich A.E., Izosimova A.N., Kontorovich A.A., Khabarov E.M., Timoshina I.D. Geologicheskoe stroenie i usloviia formirovaniia gigantskoi lurubcheno-Tokhomsokoi zony neftegazonakopleniia v verkhnem proterozoe Sibirskoi platformy [Geological structure and conditions for the formation of a giant Yurbchenko-Tohomoskoy oil and gas accumulation zone in the Upper Proterozoic of the Siberian Platform]. *Geologiya i geofizika*, 1996, vol.37, no.8, pp.166-195.
15. Sokolov D.S. Formirovanie poristosti i kavernoznosti rastvorimyykh porod [Formation of porosity and cavity of soluble rocks]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii*, 1958, no.1, pp.54-66.
16. Belonovskaia L.G. Treshchinovatost karbonovykh porod i razrabotannye vo VNIGRI osnovy poiskov treshchinnykh kolektorov nefiti i gaza [The fracture of carbonaceous rocks and the bases of the search for cracked oil and gas collectors developed in VNIGRI]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriia i praktika*, 2006, pp.9-13.
17. Burdine N.T. Relative permeability calculations from pore size distribution data. *Transaction of AIME*, 1953, vol.5, no.3. DOI: 10.2118/225-G.
18. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis v4.12.02. Kappa, 2011, 557 p.
19. Manometry-termometry glubinnye "CAMT-02-25-d32", "CAMT-02-40-d32", "CAMT-02-60-d32". Rukovodstvo po ekspluatatsii [Manometers, thermometers deep "SAMT-02-25-d32", "SAMT-02-40-d32", "SAMT-02-60-d32". Operating manual]. Moscow, 2010, 13 p.
20. Baikov V.A., Emchenko O.V., Zainulin A.V., Davletbaev A.Ia. Interpretatsiia i analiz rezultatov issledovaniia kolektora treshchinno-kavernozno-porovogo tipa [Interpretation and analysis of the research results of the collector of the crack-cavernous-porous type]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO NK "Rosneft"*, 2007, no.5, pp.30-34.
21. Brooks R.H., Corey A.T. Properties of porous media affecting fluid flow. *Journal of Irrigation and Drainage Engineering (ASCE)*, 1966, vol.92, no.2, pp.61-88.
22. Earlaugher R.C. Jr., Kerch K.M. Analysis of short-time transient test data by type-curve matching. *Journal of petroleum technologies*, 1974, vol.26, pp.793-800. DOI: 10.2118/4488-PA
23. Gringarten A.C. Well test analysis in practice. *The way ahead (TWA)*, 2012, p.10-15. DOI: 10.2118/0212-010-TWA
24. Horne R.N. Modern well test analysis. A computer Aided Approach. Petroway Inc. US, 1990, 185 p.
25. Zein Al-Abidin M.D., Sokhoshko S.K., Sarancha A.V. Razrabotka dizaina gidrodinamicheskogo issledovaniia neftianoi skvazhiny v neftegazokondensatnom kolektore s primeneniem metodov trekhmernogo chislennogo mo [Development of oil well test design in the oil-gas reservoir using the methods of 3d hydrodynamic simulation]. *Fundamentalnye issledovaniia*, 2016, no.4-1, pp.47-51.
26. Merkulov V.P., Krasnoshchekova L.A. Otsenka vliianiia filtratsionnoi anizotropii neftegazonosnykh kolektorov pri modelirovanii mestorozhdenii [An estimation of the influence of filtration anisotropy of oil and gas collectors in the field modeling]. *Gazovaya promyshlennost*, 2014, no.3, pp.22-27.
27. Olkhovskaia V.A., Zinovev A.M., Golovina Iu.A. Parametricheskaiia interpretatsiia dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniia skvazhin i plasta kak reologicheskoi sistemy [Parametric interpretation of data of hydrodynamic investigations of wells and reservoirs as a rheological system]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2012, no.8, pp.40-44.
28. Bo Gao, Zhao-Qin Huang, Jun Yao, Xin-Rui Lv, Yu-Shu Wu. Pressure transient analysis of a well penetrating a filled cavity in naturally fractured carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, pp.392-403. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.05.037
29. RD 153-39.0-109-01. Metodicheskie ukazaniia po kompleksirovaniu i etapnosti vypolneniia geofizicheskikh gidrodinamicheskikh i geokhimicheskikh issledovaniia nefiannykh i neftegazovykh mestorozhdenii [Methodical instructions on complexing and stage of execution of geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of oil and oil and gas deposits]. Moscow, Nauka, 2002, 95 p.
30. Patrusheva E.G. Investitsionnyi menedzhment [Investment management]. Iaroslavl, Iaroslavskii gosudarstvennyi universitet imeni P.G. Demidova, 2017, 120 p.
31. Shpaikher E.D., Salikhov V.A. Geologo-razvedochnye raboty i geologo-ekonomicheskaiia otsenka mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh [Geological exploration and geological and economic evaluation of mineral deposits]. Novokuznetsk, Sibirskii gosudarstvennyi industrialnyi universitet, 2002, 311 p.
32. Astafeva M.P., Melekhin E.S., Porokhnia E.A. Otsenka mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh kak obektov investirovaniia i biznesa [Assessment of mineral deposits as investment and business objects]. Moscow, VNIILM, 2002, 142 p.
33. Khakimova A.S. Kompleks GIS v ekonomicheskikh raschetakh mestorozhdenii nefiti i gaza [GIS complex in economic calculations of oil and gas deposits]. *Ekonomika i biznes: teoriia i praktika*, 2017, no.8, pp.79-81.
34. Kuzmin T.G., Molodykh P.V. Ekonomika investitsionnogo proekta v neftegazovoi otasli [The economy of an investment project in the oil and gas industry]. Tomsk, Tomskii politekhnicheskii universitet, 2010, 181 p.

35. Kochetkov A.A. Ekonomicheskaya teoriya [Economic theory]. Moscow, Dashkov i K, 2016, 696 p.
36. Davydova A.E., Groo A.A. Razrabotka raschetnogo kompleksa poverkhnostnogo obustroystva 0-d urovnia [Development of the settlement complex of surface-level arrangement of 0-d]. *Sbornik dokladov VIII regionalnoi nauchno-tehnicheskoi konferentsii molodykh spetsialistov OOO "RN-krasnoyarskNIPIneft"*. Krasnoyarsk, 2016, 108 p.
37. Babuk I.M., Korolko A.A., Adamenkova S.I., Kostiukevich E.N. Raschet ekonomicheskoi effektivnosti novykh tekhnologicheskikh protsessov [Calculation of economic efficiency of new technological processes]. Minsk, Belorusskii natsionalnyi tekhnicheskii universitet, 2010, 56 p.
38. Acka G., Mohammed A., Ampomah J., Oppong D., Sampah O. Impact of oil prices on nominal exchange rate: evidence from Ghana. *The International Journal Of Business & Management*, 2017, pp.269-281.
39. Bourde D. Well test analysis: the use of advanced interpretation Models. Amsterdam, Elsevier science, 2002, 461 p.
40. Economides M., Daniel H. Petroleum production systems. *Prentice Hall Inc, Upper Saddle River*, NJ 07458, 1994, 607 p.
41. Adedapo A., Ayham A.A Cohesive approach at estimating water saturation in a low-resistivity pay carbonate reservoir and its validation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017, pp.306-320.
42. Awolayo A., Ashqar A., Uchida M., Salahuddin A.A., Olayiwola S.O. A cohesive approach at estimating water saturation in a low-resistivity pay carbonate reservoir and its validation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017, vol.7, iss.3, pp.637-657 DOI: 10.1007/s13202-017-0318-2
43. Arbab B., Jahani D., Movahed B. Reservoir characterization of carbonate in low resistivity pays zones in the buwaib formation, Persian Gulf. *Open Journal of Geology*. 2017, pp.1441-1451. DOI: 10.4236/ojg.2017.79096

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Оптимизация проведения гидродинамических исследований скважин в условиях карбонатного коллектора / А.Е. Давыдова, А.А. Щуренко, Н.М. Дадакин, А.Д. Шуталев, Б.Б. Квеско // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.17, №2. – С.123–135. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3

Please cite this article in English as:

Davydova A.E., Shchurenko A.A., Dadakin N.M., Shutalev A.D., Kvesco B.B. Optimization of carbonate reservoir well testing. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.17, no.2, pp.123-135. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3