

В.Н. Михайлов^{1,2}, М.Р. Дулкарнаев³, Ф.С. Салимов³, Ю.А. Волков¹¹ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ, Казань, yua@csmr.ru²ООО «КНТЦ «Недра», Казань, MikhailovVN@mail.ru³ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Козалым, Marat.Dulkarnaev@lukoil.com

Интервальная оценка достоверности параметров интерпретации кривой восстановления давления с учетом и без учета переходного участка

На основе численного моделирования проанализировано влияние на результаты интерпретации кривой восстановления давления (КВД) следующих факторов: продолжительность остановки скважины; учет начального переходного участка, наличие которого обусловлено послепритоком жидкости; учет участка кривой изменения давления до остановки скважины. Изучение влияния перечисленных факторов на результаты интерпретации осуществлялось путём интервальной оценки достоверности определяемых параметров. Показано, что использование предлагаемого алгоритма интерпретации КВД позволяет существенно повысить точность определения параметров пласта и призабойной зоны по сравнению со стандартными методиками интерпретации, которые не учитывают в полной мере переходной участок КВД и историю работы скважины. Кроме того, наличие интервальной оценки достоверности определяемых параметров позволяет более обоснованно использовать результаты ГДИС при настройке гидродинамических моделей и при подборе скважин для проведения обработки призабойной зоны.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, методика интерпретации КВД, алгоритмы и программы для интерпретации гидродинамических исследований, достоверность результатов интерпретации гидродинамических исследований.

В настоящее время определение состояния призабойной зоны пласта осложняется тем, что характерный участок кривой восстановления давления (КВД), обусловленный влиянием скин-фактора, может иметь очень маленькую продолжительность или отсутствовать вовсе. Разумеется, влияние скин-фактора при этом никуда не ис-

чезает, но оно маскируется сильным влиянием ствола скважины. Это наиболее характерно для добывающих скважин механизированного фонда, среди которых из-за увеличенной продолжительности послепритока число скважин с такими «малоинформативными» КВД может достигать 50%.

Окончание статьи А.В. Насыбуллина, Р.З. Сатарова «Применение стохастического моделирования для оценки зависимости коэффициента охвата»

Application of Stochastic Simulation to Estimate the Dependence of Sweep Efficiency on Macroheterogeneity Indicators

A.V. Nasybullin, R.Z. Sattarov

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) OAO «Tatneft», Bugulma, Russia, ramsat@tatnipi.ru

Abstract. A series of calculations on stochastic models was made. Dependence of number of permeable intervals on net-to-gross ratio was obtained. Impact of lenses size on the character of this dependence was estimated. Based on the results of stochastic simulation dependency diagram of sweep efficiency on number of permeable intervals was built. It is shown that sweep efficiency depend both on net-to-gross ratio and number of permeable intervals. This fact demonstrates the importance of taking into account these of formation macroheterogeneity indicators when designing oilfield development.

Keywords: stochastic simulation, heterogeneity, number of permeable intervals, net-to-gross ratio, sweep efficiency, sand body, lens.

References

Bad'yanov V.A. Metodika korrelyatsii produktivnykh plastov v usloviyakh znachitel'noy fatsial'noy izmenchivosti (na primere gorizonta D1 Romashkinskogo mestorozhdeniya) [Correlation technique for productive formations under the conditions of facies variation (the horizon D1, Romashkinskoye oil field)]. *NTS VNII po*

dobyche. Moscow. 1964. Is.24. Pp.3-5.

Bad'yanov V.A. Metody komp'yuternogo modelirovaniya v zadachakh neftepromyslovy geologii [Methods of computer modeling in the oil-field geology]. Tyumen. 2010. 135p.

Bad'yanov V.A., Revenko V.M., Yur'ev A.N., Zakomoldina N.M. Issledovanie vliyaniya preryvistosti plasta na koeffitsient okhvata protsessom vytesneniya [Influence of discontinuity formation process by a coverage factor of repression]. *Problemy nefti i gaza Tyumeni* [Problems of oil and gas in Tyumen]. 1984. Is.61. Pp.31-33.

RD 39-0147035-214-86. Metodicheskoe rukovodstvo po raschetu koeffitsientov izvlecheniya nefti iz neдр [Methodological guidance on the calculation of the oil recovery coefficients]. Moscow. 1986. 254p.

Mirzadzhanzade A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. Modelirovanie protsessov neftegazodobychi [Modelling of processes of oil and gas production]. Moscow-Izhevsk: "IKI" Publ. 2004. 368p.

Information about authors

Arslan V. Nasybullin – Dr. Sci. (Engin.), Head of the Department of Information Technologies and reservoir modeling systems.

Ramil Z. Sattarov – Leading engineer of the Department of Information Technologies and reservoir modeling systems.

Tatar Oil Research and Design Institute OAO «Tatneft». 423236, M. Djalil str., 32, Bugulma, Russia. Tel: +7 (85594) 78-627.

Исходные данные:	
0.062	Радиус скважины (Rw), м
10	Толщина пласта (H), м
1.00E-05	Упругость пласта ($\beta \cdot m$), бар ⁻¹
50	Пластовое давление Pк, атм
250	Радиус контура питания (Rк), м
10	Гидропроводность пласта (ϵ), Д*см/спз
0	Скин-фактор
0.01	Эффективное сечение скважины (Sz), м ²
1000	Плотность флюида (ρ), кг/м ³
0.1019	Кэф.ствола скважины ($C=Sz/g/\rho$), м ³ /атм
0.6539	Кпрод, м ³ /сут/атм
20	Дебит до остановки, м ³ /сут
22.222	Время работы до остановки, час

Таблица 1. Параметры тестовой модели.

Другой проблемой является интерпретация КВД при компрессировании скважин. Результаты интерпретации таких КВД на основе традиционных методик недостоверны из-за отсутствия данных о дебите скважины в процессе компрессирования.

На основе численного моделирования нами было проанализировано, каким образом можно повлиять на точность определения фильтрационных параметров пласта и призабойных зон. Рассмотрены следующие факторы.

1. Продолжительность остановки скважины. Считается, что увеличение продолжительности остановки скважины при регистрации КВД позволяет более точно оценить пластовое давление и фильтрационные параметры пласта. К сожалению, увеличение продолжительности приводит к увеличению стоимости исследования. Кроме того, увеличение продолжительности регистрации КВД вряд ли поможет уточнить параметры призабойной зоны, если из-за увеличенной продолжительности послепритока на кривой КВД отсутствует участок, обусловленный влиянием скин-фактора, или если отсутствует качественная информация о режимах работы скважины до ее остановки на исследование. Также увеличение продолжительности регистрации КВД может оказаться неинформативным при наличии влияния соседних скважин. Эти соображения позволяют многим исследователям ставить задачу определения оптимальной продолжительности исследования. Мы, естественно, также не можем оставить без внимания данный вопрос.

2. Учет при интерпретации начального переходного участка КВД, обусловленного послепритоком жидкости

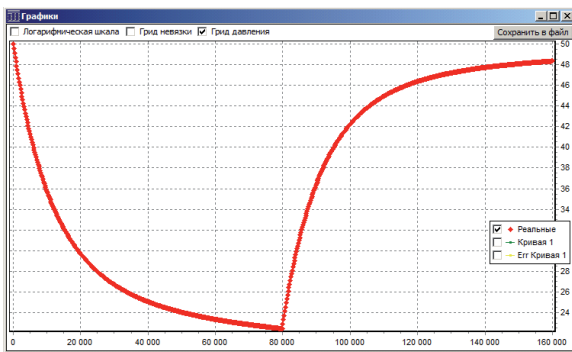


Рис. 1. «Фактическая» кривая изменения давления модельной системы. С 0 до 80000 сек скважина работает с дебитом 20 м³/сут. С 80000 до 160000 сек скважина остановлена.

из пласта в остановленную скважину. Как правило, этот участок исключается из интерпретации. Это аргументируют тем, что данный участок не несет полезной информации о параметрах пласта и призабойной зоны, а определяется практически полностью процессами, происходящими в самой скважине. Эти процессы достаточно сложны. Для их более точного моделирования необходимо учитывать изменение зенитного угла скважины и внутреннего диаметра колонны, процессы перераспределения нефти воды и газа в процессе работы и после остановки скважины, возможную негерметичность обратного клапана насоса и др. Между тем для моделирования процессов в скважине могут использоваться и более простые модели. Законно поставить вопрос, насколько учет или не учет начального переходного участка КВД может повлиять на точность определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны? Естественно, предположить учет при интерпретации переходного участка может оказаться очень полезным для повышения точности определения параметров призабойной зоны в тех случаях, когда зона влияния скин-фактора находится внутри переходной зоны и полностью замаскирована влиянием скважины.

3. Учет при интерпретации КВД участка кривой изменения давления до остановки скважины. Хорошо известно, что вид КВД сильно зависит от режима работы скважины до остановки. Как правило, при интерпретации предполагается, что до остановки скважина работала в установившемся режиме с постоянным дебитом. При этом величина дебита и продолжительность работы скважины определяются весьма приблизительно на основе других промысловых данных (эксплуатационные карточки скважин). Особенно проблематична интерпретация КВД после возбуждения скважины методом компрессирования, что обусловлено сильно нестационарным режимом работы скважины и отсутствием достоверных данных о дебите скважины в период времени, непосредственно предшествующий остановке скважины. В связи с этим была поставлена задача выяснить, насколько отсутствие достоверных данных о режимах работы скважины до ее остановки влияет на точность определения параметров пласта и призабойной зоны, и насколько эта точность может быть улучшена, если учитывать при интерпретации КВД участок

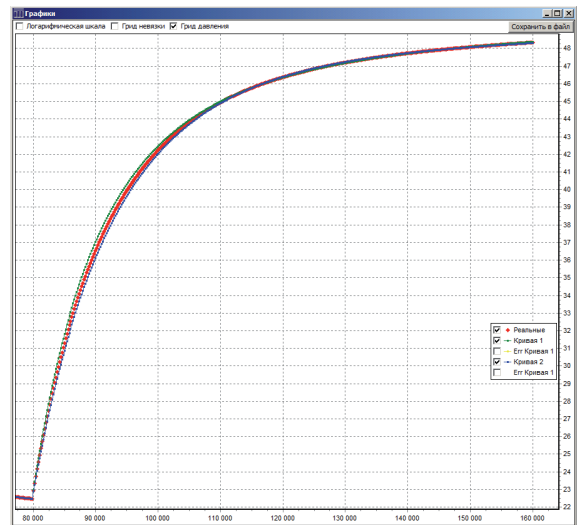


Рис. 2. Результаты интерпретации по варианту Г (не учитывается переходной участок).

кривой изменения давления до остановки скважины.

Чтобы проанализировать влияние перечисленных выше факторов на точность интерпретации была проведена интервальная оценка достоверности определения параметров пласта и призабойной зоны при различных сочетаниях факторов.

Для получения интервальной оценки достоверности интерпретации генерировалось множество решений обратной задачи, для которых максимальное отклонение расчетной кривой КВД от «фактической» не превышает заданной величины (в данном случае 0.05 атм). Из этого ансамбля решений выбиралось два решения, характеризующихся минимальным и максимальным значением анализируемого параметра, которые и принимались в качестве интервальной оценки данного параметра.

В качестве «фактической» КВД использовалась кривая изменения давления (Рис. 1), рассчитанная при параметрах, значения которых представлены в Табл. 1.

Были рассмотрены варианты интерпретации, перечисленные ниже в порядке уменьшения точности определения параметров:

Вариант А – максимальная продолжительность исследования, максимально используется вся доступная информация. Продолжительность остановки скважины на КВД 22.22 часа (80000 сек); учитывается вся кривая изменения давления до остановки скважины и переходной участок КВД.

Вариант Б – то же, что вариант А, но на переходном участке КВД имеются скачки давления, обусловленные негерметичностью обратного клапана или другими причинами; на нарушенном участке интерпретация проводится в режиме заданного давления;

Вариант В – уменьшена продолжительность исследования. Продолжительность остановки скважины на КВД 11.11 часа (40000 сек); учитывается вся кривая изменения давления до остановки скважины и переходной участок КВД.

Вариант Г – не учитывается переходной участок. Продолжительность остановки скважины на КВД 22.22 часа (80000 сек); учитывается вся кривая изменения давления

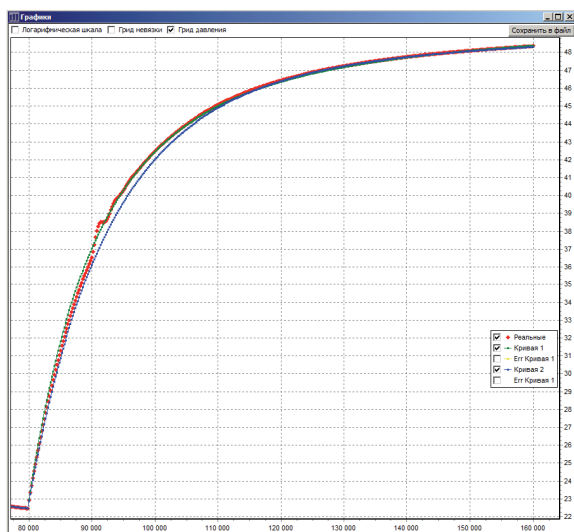


Рис. 3. Изменение КВД в результате скачков давления на переходном участке, обусловленных негерметичностью обратного клапана насоса. Модельные кривые 1 и 2 те же самые, что на рис. 2.

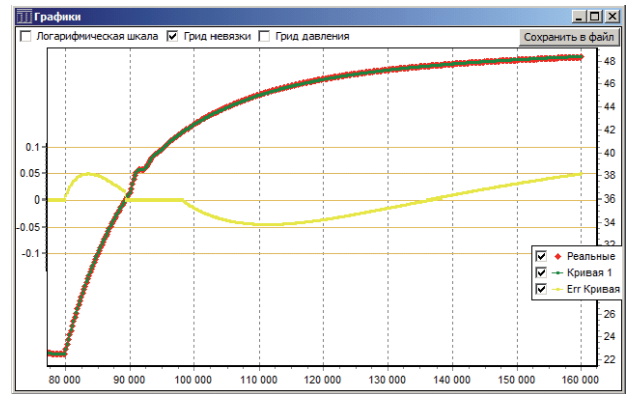


Рис. 4. Результаты интерпретации по варианту Б (со скачками давления).

до остановки скважины, переходной участок КВД (от 80000 до 110000 сек) не учитывается.

Вариант Д – вариант интерпретации близкий к стандартному. Продолжительность остановки скважины на КВД 22.22 часа (40000 сек), не учитывается переходной участок КВД (от 80000 до 100000 сек), не учитывается кривая изменения давления до остановки скважины. Но вариант Д, все-таки, существенно точнее стандартного, так как в дополнение к стандартному варианту интерпретации учитывается начальное давление в момент остановки скважины.

На рис. 2 показаны результаты интерпретации по варианту Г (не учитывается переходной участок). Показано два варианта интерпретации. Видно, что они полностью совпадают с «фактической» КВД в интервале от 110000 до 160000 сек, но заметно отличаются на начальном переходном участке КВД.

Особый интерес представляет рассмотрение варианта В со скачками давления на переходном участке КВД. Наличие подобных «дефектных» КВД не редкость, оно может быть обусловлено негерметичностью обратного клапана насоса, процессами расслоения водо-газо-нефтяной смеси в стволе скважины или другими причинами. Принято считать, что наличие подобных дефектов делает нецелесообразным учет при интерпретации переходного участка КВД. Наши исследования показали, что эта точка зрения, кажущаяся, на первый взгляд, вполне логичной, на самом деле является в корне ошибочной.

Дело в том, что любые скачки давления на забое скважины (независимо от их причины) оказывают влияние на дальнейший ход кривой КВД.

Следовательно, именно интерпретация такой КВД без учета переходной зоны будет приводить к систематическим ошибкам в определении параметров пластовой системы. На рис. 3 видно, что обе модельных кривых расположены существенно ниже фактической кривой. Это неизбежно приведет к систематическим ошибкам в определении параметров пластовой системы.

Для минимизации негативного влияния скачков давления на нарушенном участке интерпретация проводится в режиме заданного давления. На рисунках 4 и 5 показаны графики погрешности аппроксимации, не превышающей 0.05 атм, и модельного значения дебита, рассчитанного на участках, интерпретированных в режиме заданного давления. Естественно, что погрешность аппроксимации давления на этих участках равна 0. Видно, что рассчитанное модельное значение дебита также достаточно близко к ис-

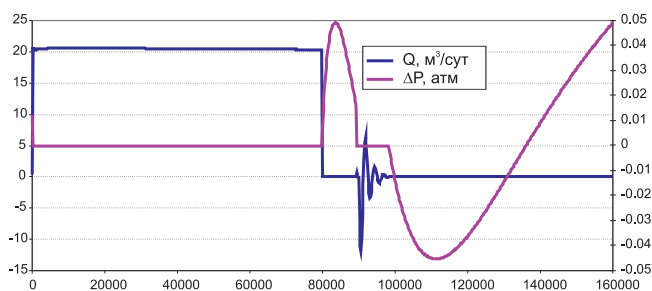


Рис. 5. Результаты интерпретации по варианту Б (со скачками давления). Показаны погрешность аппроксимации, не превышающая 0.05 атм, и модельное значение дебита, рассчитанное на участках, интерпретированных в режиме заданного давления. Погрешность аппроксимации давления на этих участках равна 0.

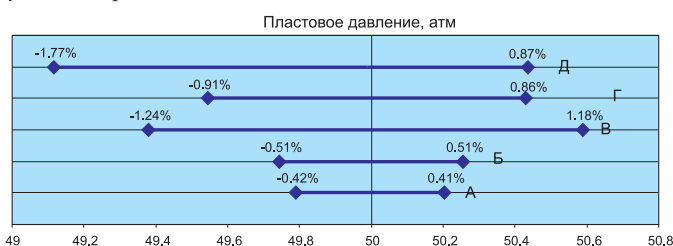


Рис. 6. Интервальная оценка пластового давления по вариантам А, Б, В, Г, Д при максимальной невязке $\Delta P=0.05$ атм. Фактическое значение – 50 атм.

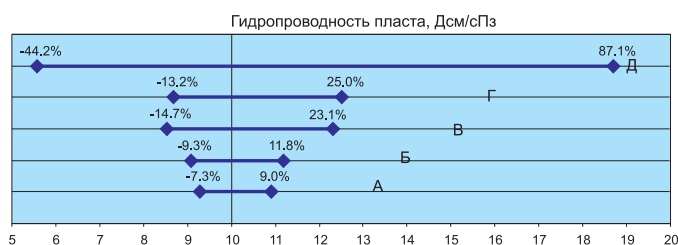


Рис. 7. Интервальная оценка гидропроводности пласта по вариантам А, Б, В, Г, Д при максимальной невязке $\Delta P=0.05$ атм. Фактическое значение – 10 Д*см/спз.

тинному значению (20 м³/сут).

В конечном итоге для всех вариантов проведены расчеты интервальной оценки достоверности определения параметров пласта и призабойной зоны (пластовое давление, гидропроводность пласта, коэффициент продуктивности, скин-фактор). Соответствующие графики приведены на рис. 6-9.

Анализ представленных графиков (Рис. 6-9) позволяет сделать следующие выводы:

1) Точнее всего по результатам интерпретации КВД определяется пластовое давление (максимальная погрешность 1.77%).

2) Наименее точно могут быть определены скин-фактор (максимальная погрешность -2.56 и +4.37 д.е.) и гидропроводность пласта (максимальная погрешность -44.2% и +87.1%).

3) Со средней точностью может быть определен коэффициент продуктивности скважины, исключение – вариант Д (максимальная погрешность -22.56% и +32.09%).

4) Наилучший результат (вариант А) по всем параметрам достигается при максимальной продолжительности исследования с учетом переходного участка КВД и с учетом кривой изменения давления, зарегистрированной непосредственно до остановки скважины.

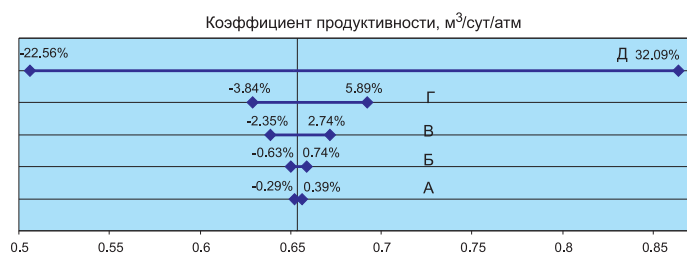


Рис. 8. Интервальная оценка коэффициента продуктивности по вариантам А, Б, В, Г, Д при максимальной невязке $\Delta P=0.05$ атм. Фактическое значение – 0.6539 м³/сут/атм.

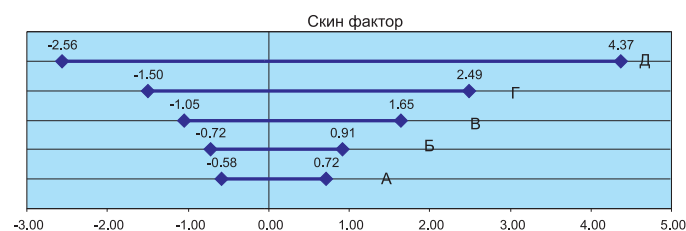


Рис. 9. Интервальная оценка скин-фактора по вариантам А, Б, В, Г, Д при максимальной невязке $\Delta P=0.05$ атм. Фактическое значение – 0.

5) Наличие непродолжительных скачков давления средней амплитуды (вариант Б, рис. 4, 5) несущественно сказывается на точности интерпретации, при условии что интерпретация ведется с учетом переходного участка КВД и с учетом кривой изменения давления, зарегистрированной непосредственно до остановки скважины. В противном случае, наличие скачков давления приводит к систематическому искажению параметров пластовой системы (Рис. 3).

6) Существенно более сильно на качество интерпретации влияет продолжительность исследования при остановленной скважине (Вариант В). Так уменьшение продолжительности исследования в два раза с 22.22 часов до 11.11 часов при прочих равных условиях ухудшает интервальную оценку определения скин-фактора с [-0.58; +0.72] до [-1.05; +1.65] или 2.08 раза. Интервальная оценка определения гидропроводности ухудшается с [-7.3%; +9.0%] до [-14.7%; +23.1] или 2.32 раза. Интервальная оценка определения коэффициента продуктивности ухудшается с [-0.29 %; +0.39%] до [-2.35%; +2.74] или 7.5 раз.

7) Однако, оказалось, что существенно более сильно, чем продолжительность исследования, на качество интерпретации влияет неучет переходного участка КВД (Вариант Г). Так уменьшение эффективной продолжительности исследования за счет неучета переходного участка КВД всего лишь на 37.5% ($(= (110000-80000)/(160000-80000))$) ведет к гораздо более ощутимым последствиям, чем просто уменьшение продолжительности исследования в два раза. Следовательно, за счет применения усовершенствованных методик интерпретации данных можно существенно уменьшить продолжительность исследования, увеличив при этом точность определения параметров пласта и призабойной зоны. По сравнению с вариантом В при расчетах по варианту Г ухудшилась интервальная оценка всех параметров, кроме пластового давления, интервальная оценка которого стала не намного (в 1.37 раза) точнее, изменившись с [-1.24%; 1.18%] до [-0.91%; 0.86%].

8) Хуже всего оказался вариант близкий к стандартному (вариант Д), то есть когда при интерпретации не учи-

тывается переходной участок КВД и не учитывается кривая изменения давления до остановки скважины. Несмотря на то, что уменьшение эффективной продолжительности исследования за счет неучета переходного участка КВД составило всего лишь 25% ($= (100000 - 80000) / (160000 - 80000)$), он по всем параметрам за исключением пластового давления оказался много хуже остальных вариантов. Полученные нами интервальные оценки гидропроводности и коэффициента продуктивности для варианта Д показывают точность в 4 раза хуже по сравнению с вариантом Г, в 40 раз хуже по сравнению с вариантом Б, и в 80 раз в сравнении с вариантом А, изменившись с [-3.84%; 5.89%], [-2.35%; 2.74%] и [-0.29%; 0.39%] до [-22.56%; 32.09%], соответственно.

9) Таким образом, численное моделирование показало, что использование предлагаемого алгоритма интерпретации КВД, теоретически позволяет при прочих равных условиях в несколько раз повысить точность определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны по сравнению со стандартными методиками интерпретации, которые не учитывают в полной мере переходной участок КВД и историю работы скважины. Дополнительным преимуществом является возможность получения интервальной оценки достоверности параметров интерпретации, что позволит более обосновано использовать результаты ГДИС при настройке гидродинамических моделей и при подборе скважин для проведения ОПЗ. Примеры использования данной методики для переинтерпретации КВД кон-

кретных скважин приведены в работе (Михайлов и др., 2013). При этом получена существенно лучшая сходимость расчетных кривых КВД с фактическими по сравнению с результатами первоначальной интерпретации.

Литература

Михайлов В.Н., Дулкарнаев М.Р., Салимов Ф.С. Уточнение фильтрационных параметров пласта и призабойных зон нефтедобывающих скважин с учетом переходного участка КВД и с интервальной оценкой достоверности параметров интерпретации. *Тр. между. научно-практ. конф. «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии»*. Казань. 2013. С.359-364.

Сведения об авторах

Вячеслав Николаевич Михайлов – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор ООО «КНТЦ»Недра», зам. директора ООО «ЦСМРнефть» по геологии и разработке. 420061, Казань, ул. Зинина, 1-26. Тел: (917) 289-97-15

Марат Рафаилевич Дулкарнаев – главный геолог Фарид Сагитович Салимов – начальник отдела повышения нефтеотдачи

ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» 628482, ХМАО-Югра, Когалым, ул. Широкая, 40. Тел: (34667) 6-40-51, 6-40-06

Юрий Андреевич Волков – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор ООО «ЦСМРнефть» при Академии наук Республики Татарстан, заслуженный нефтяник РТ. 420061, Россия, Казань, Н.Ершова, 55-20. Тел: (987) 290-26-47

Interval Estimation of Reliability of Pressure Recovery Curve Interpretation Parameters with and without Consideration of the Transition Section

V.N. Mikhaylov^{1,2}, M.R. Dulkarnaev³, F.S. Salimov³, Yu.A. Volkov¹

¹ООО «TsSMRneft», Kazan, Russia, yua@csmr.ru

²ООО «KNTTS» «Nedra», Kazan, Russia, MihailovVN@mail.ru

³ООО «Povkhneftegaz» «LUKOIL-West Siberia», Kogalym, Russia, Marat.Dulkarnaev@lukoil.com

Abstract. Based on numerical simulations the influence on the results of pressure recovery curve interpretation was analyzed: well shutdown duration; consideration of initial transition section, presence of which is determined by after-flow of the fluid; consideration of pressure curve up to well shutdown section. Study of the influence of the above factors on the interpretation results was carried out by the interval estimation of determined parameters reliability.

It is shown that using the proposed algorithm of pressure recovery curve interpretation can significantly improve the accuracy of reservoir parameters and the bottom hole zone determination compared to standard methods of interpretation, which do not fully take into account the transition section of the pressure recovery curve and history of well operation. Furthermore, presence of interval estimation of determined parameters reliability allows using dynamic well testing results more justified way when setting hydrodynamic models and selecting wells for bottom hole treatment.

Keywords: dynamic well testing, methods of pressure recovery curve interpretation, algorithms and programs for interpretation of hydrodynamic studies, reliability of the interpretation results of hydrodynamic studies.

References

Mikhaylov V.N., Dulkarnaev M.R., Salimov F.S. Utochnenie fil'tratsionnykh parametrov plasta i prizaboynykh zon neftedobyvayuschikh skvazhin s uchedom perekhodnogo uchastka KVD i s interval'noy otsenkoy dostovernosti parametrov interpretatsii [Clarifying of filtration reservoir parameters and bottom zones of oil wells with the transitional area KVD and interval estimation of reliability of interpretation parameters]. *Trudy Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Problemy povysheniya effektivnosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy na pozdney stadii»* [Proc. Int. Sci. and Pract. Conf. «Problems of improving the efficiency of oil fields development in the later stage»]. Kazan. 2013. Pp.359-364.

Information about authors

Vyacheslav N. Mikhaylov – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Director of the ООО «KNTTS» «Nedra», Deputy Director for Geology of the ООО «TsSMRneft». 420061, Russia, Kazan, Zinina str., 1-26. Tel: +7(917) 289-97-15

Marat R. Dulkarnaev – Chief Geologist Farid S. Salimov – Head of the Enhanced Oil Recovery Division ООО «Povkhneftegaz» «LUKOIL-West Siberia» 628482, Kogalym, Russia, Shirokaya str., 40. Тел: +7 (34667) 6-40-51

Yuriy A. Volkov – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Director of the ООО «TsSMRneft», Honored petroleum expert of the Tatarstan Republic 420061, Ershova str., 55-20, Kazan, Russia. Tel: +7 (987)290-26-47