

УДК 622.276

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ
РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ
СКВАЖИНЫ**

**MODERN EFFICIENCY ESTIMATIONS METHODS FOR DIFFERENT
TYPES OF IMPACTS ON WELL BOTTOM-HOLE ZONE**

Клюкин С. С., Резяпов Р. И.

ООО «СургутНИПИнефть» г. Сургут, Российская Федерация

ООО «РН-УфаНИПИнефть» г. Уфа, Российская Федерация

S. S. Klyukin, R. I. Rezyapov

“SurgutNIPIneft” LLC, Surgut, the Russian Federation

“RN-Ufanipineft” LLC, Ufa, the Russian Federation

e-mail: Ruslan_Rezyapov@mail.ru

Аннотация. Оценка технологической эффективности обработки призабойной зоны на сегодняшний день проводится после их проведения по текущему дебиту в течение года (дополнительно добытой нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта) и сокращению объема попутно добываемой воды.

Данный метод оценки ОПЗ требует длительного времени. Достоверность оценки дополнительно добытой нефти определяется адекватностью модели, аппроксимирующую добычу на прогнозируемый период. Метод не позволяет выявить механизм повышения нефтеотдачи, без чего не могут быть выявлены наиболее эффективные ОПЗ.

В настоящее время на различных предприятиях нефтегазового комплекса, согласно отраслевым руководящим документам, в обязательном порядке применяются методы оценки технологической и экономической эффективности воздействия на ПЗС. Однако данные

методы лишь констатируют факт увеличения или уменьшения производительности скважин и его рентабельность, но не выявляют механизм за счет, которого был, достигнут успех или неуспех ОПЗ. В статье затронута проблема повышения эффективности разработки месторождений посредством разработки научнообоснованной методики оценки состояния призабойной зоны скважины, направленной на определение эффективности воздействия и изучения его механизма на основе термогидродинамических исследований.

Методики интерпретации КВД с учетом притока позволяют определять параметры прискважинной и удаленной зоны пласта

Немаловажным фактором, влияющим на достоверность ГДИС, является определение работающих интервалов, что требует совмещения традиционных ГДИС с термометрией и разработки соответствующей технологии, направленной на решение данной задачи.

Abstract. Evaluation of technological efficiency bottom hole treatment today is held after the elections at the current production rate during the year (additional oil through EOR) and declines in produced water.

This evaluation method takes a long time SCR. The accuracy of the estimates additional oil is determined by the adequacy of the model approximating production over the forecast period. The method does not reveal the mechanism of enhanced oil recovery, without which there can be found the most effective HMOs.

Currently, the various oil and gas companies, according to industry guidance documents, mandatory assessment methods technological and economic efficiency impact on the CCD. However, these methods are only stating a fact increase or decrease the well productivity and profitability, but do not reveal the mechanism through which was achieved the success or failure of an HMO. The article deals with the problem of increasing the efficiency of field development through the development of scientifically based methodology for assessing the

state of the well bottom zone, aimed at determining the effectiveness and impact study of its mechanism based on thermo-hydrodynamic studies.

Interpretation methods taking into account the influx of HPC allow you to define the parameters of the near-wellbore and remote formation zone

An important factor affecting the accuracy of the well test is to determine the operating ranges, which requires combining the traditional well test with a thermometer and the development of appropriate technology to address this problem.

Ключевые слова: призабойная зона скважин (ПЗС), обработка призабойной зоны (ОПЗ), методы оценки эффективности воздействия на призабойную зону скважин, кривая восстановления давления (КВД), гидродинамические исследования скважин (ГДИС).

Key words: bottom-hole zone wells, bottom-hole treatment, methods for assessing the effectiveness of the impact on the bottom-hole zone, pbuc-pressure build-up curve, well hydrodynamic research.

Технологические воздействия на призабойную зону скважин (ПЗС) являются сложными и дорогостоящими операциями, при этом успех этих работ не всегда является стопроцентным. В последние годы в различных странах проводятся интенсивные исследования, направленные на повышение успешности обработки призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин различными методами.

Для сравнительной оценки эффективности воздействия на призабойную зону скважины проведен анализ современных технологий воздействия на эту зону.

Согласно данным, представленным в Лондоне в декабре 2004 г. на Международном форуме Enhanced Oil Recovery, коэффициент извлечения нефти (КИН), достигаемый при применении современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), составляет 60-70%, в то время, как при

использовании первичных способов разработки (потенциала пластовой энергии) – в среднем 25%, вторичных (заводнение и закачка газа для поддержания пластовой энергии) – 25-40%. По оценкам специалистов, использование современных МУН позволяет существенно увеличить КИН, прирост которого лишь на 1%, в целом, по стране позволит дополнительно добывать нефти до 30 млн т/год.

Эффективность разработки в первую очередь определяется состоянием ПЗС, которая подвержена различным физико-химическим изменениям, как в процессе его вскрытия, так и при эксплуатации скважин. Из-за кратковременности эффекта от воздействия на ПЗС, который редко превышает год, эти виды работ приняли массовый характер и являются основным способом вывода скважин на оптимальный режим эксплуатации и поддержания его в процессе разработки.

Известно, что в процессе первичного вскрытия на проницаемом пласте создается кольматационный экран, который по некоторым оценкам может снизить проницаемость продуктивного пласта на 30-50%. В процессе эксплуатации добывающей скважины происходит загрязнение призабойной зоны мельчайшими частицами породы, выносимыми из пласта фильтрующимися жидкостями. Осаждаясь на стенке скважины и в ее окрестности, эти частицы могут вызывать снижение проницаемости. Падение давления в ПЗС и, в некоторых случаях охлаждение, связанное с расширением газа, приводит к выпадению органического и неорганического осадка в виде асфальтенов, солей (карбонатов, сульфатов) и т.п. Радиус загрязнения в этом случае составляет 1-1,5 м. Факторами загрязнения призабойной зоны нагнетательных скважин являются несовместимость закачиваемой и пластовой воды, вторжение в пласт мельчайших твердых частиц, находящихся в воде в виде суспензии, разбухание и миграция глин и т. п. Все эти факторы в реальных условиях, как показал анализ промысловых материалов, способствуют снижению продуктивности скважины в процессе эксплуатации.

В результате перечисленных выше особенностей в призабойной зоне скважины происходит изменение физических свойств пород. Степень необратимости фильтрационных свойств ПЗС зависит от природы кольтматации, интенсивности и глубины.

На основании проведённого анализа широко применяемых ОПЗ различных месторождений, необходимо отметить следующее:

1. Области применения методов, в основном, определяются их механизмом воздействия и геолого-промысловыми особенностями участка залежи, вскрытого скважиной.

2. Многообразие причин и условий снижения продуктивности скважин определило набор методов борьбы с загрязнением пластов, основными из которых являются восстановление и увеличение проницаемости. Поэтому выбор метода воздействия и технологии его осуществления должны базироваться на тщательном и многофакторном изучении причинно-следственных связей между объектом воздействия - конкретной скважиной с её геолого-технической характеристикой и предметом воздействия - методом с его механизмом, технологией и регламентами применения [1].

Для повышения дебита скважин и достижения большего охвата воздействием по простиранию пласта и его толщине эффективно применять технологические комплексы воздействий, сочетающие два и более различных методов в один технологический процесс, например: воздействие ПАВ, органических растворителей и кислоты, теплового и кислотного воздействия, гидромониторного или гидропескоструйного воздействия с кислотными и т.д.

Критериями экономической эффективности мероприятия по обработке ПЗС на основании источника [2], с точки зрения предприятия являются окупаемость затрат на обработку за счёт снижения себестоимости добычи нефти за время работы скважины на улучшенном режиме и экономия издержек предприятия. Мероприятие считается эффективным если себестоимость дополнительно добытой нефти за период работы скважины

на улучшенном режиме с учётом затрат на обработку меньше, или равна величине предельного норматива приведённых затрат на 1 тонну прироста добычи нефти. Фактический годовой экономический эффект определяется после проведения мероприятия в скважине или группе скважин, обработанных в данном году за время работы их на улучшенном режиме в течение текущего года. Расчёт экономического эффекта проводится по скважинам, или группе скважин с учётом затрат на безрезультатные обработки. Результаты расчёта годового экономического эффекта используются для анализа эффективности ОПЗ и влияния их на технико-экономические показатели работы предприятия.

Большинство подходов по оценке эффективности воздействий на ПЗС всего лишь констатируют факт увеличения или снижения дополнительно добытой нефти, а не выявляют механизмов, за счёт которых был достигнут положительный или отрицательный результат. Эффективность любого технологического воздействия на ПЗС связана с точным знанием причин ухудшения (изменения) состояния призабойной зоны и подбором соответствующих методов воздействия. Из всего вышесказанного следует, что для сохранения и увеличения эффекта от того или иного метода воздействия на ПЗС необходимы надёжные методы контроля и оценки. Понимая это многие нефтегазодобывающие компании, институты и производственные объединения разработали и внедрили свои методы оценки эффективности воздействия на ПЗС.

На сегодняшний момент существующие методы оценки эффективности воздействия на ПЗС можно объединить в 4 вида:

1. Метод статистических данных.
2. Метод анализа состояния разработки участков пласта, на котором проводились ОПЗ.

3. Метод прямых замеров, основанный на данных геофизических или гидродинамических исследований (регистрация контрольных параметров проводится как на устье, так и на забое скважины).

4. Совмещенные методы (применение нескольких из вышеперечисленных методов с добавлением новых элементов анализа).

Совмещённые методы являются наиболее информативными и интенсивно развивающимися в настоящее время. Одной из компаний активно развивающей и применяющей данные методы является ОАО «Татнефть». На данный момент в ОАО «Татнефть» применяются следующие методы:

- метод геолого-промыслового анализа, включающий в себя: анализ состояния фонда скважин участка разработки; анализ результатов гидродинамических и геофизических исследований по определению состояния ПЗС (определение величины скин-эффекта), профилей притока нефти добывающих и профилей приемистости нагнетательных скважин; оценка эффективности системы поддержания пластового давления; оценка выработки запасов по участкам разработки с выявлением не вовлеченных в процесс разработки застойных (недренируемых) зон;

- способ интегральной оценки (разработанный в "ТатНИПИнефть") эффективности мероприятий по регулированию процесса разработки нефтяного месторождения, основанный на использование уравнения Эршаги-Омориджа, устанавливающий взаимосвязь между текущей нефтеотдачей и текущей обводненностью. Основное условие заключается в использовании данных, начиная с 50% обводненности.

Безусловно описанные выше методы оценки эффективности воздействий на ПЗС частично решают имеющуюся на сегодня проблему, однако являются неоптимальными как с точки зрения набора оцениваемых параметров, так и с точки зрения ограничений в применении. Общим недостатком у всех методов является отсутствие подходов к определению механизма успешности или неуспеха, применяемых видов воздействий.

Информация, полученная по данным промыслово-геофизических исследований скважин и лабораторных исследований образцов горных пород, недостаточно точно характеризует свойства пласта в целом или те свойства, которые могут резко изменяться по площади его распространения, так как объём исследуемой зоны составляет лишь незначительную долю всего пласта. В этом смысле существенное преимущество перед геофизическими и лабораторными методами изучения пластов имеют гидродинамические исследования, основанные на непосредственных измерениях дебитов, давлений, температуры. Используя формулы подземной гидродинамики, по данным промысловых исследований, можно определить численные значения параметров, характеризующих гидродинамические свойства скважин и пластов [3, 4, 5], а также определить особенности их строения (наличие неоднородностей, непроницаемых границ и т.д.) [6], оценить состояние ПЗС и идентифицировать модель пластовой фильтрационной системы (МГ1ФС), кроме того, грамотно спланировать ГТМ по интенсификации притока и воздействию на пласты, повышая общий КИН.

Различают ГДИС на установившихся режимах фильтрации - метод снятия индикаторных диаграмм (ИД) и на неуставившихся режимах: регистрация кривой падения давления - КПД, кривой восстановления давления - КВД, кривой восстановления уровня - КВУ, гидропрослушивание и др. Сущность метода ИД заключается в установлении режима работы скважины и ожидание его стационарности, затем режима работы системы. После стабилизации во времени режима работы скважины инструментально измеряют забойное и устьевое давление, дебит нефти, воды, газа. По результатам исследований методом ИД определяется коэффициент продуктивности. При проведении исследований методом ИД главным условием является выход скважины на установившейся режим фильтрации, который может быть достаточно продолжительным во

времени (от нескольких часов до нескольких суток). Исследование скважины на нескольких режимах значительно увеличивает временные и финансовые затраты на проведение такого рода работ, что делает их мало применимыми.

Для определения характеристик удалённой зоны пласта используются исследования методом КВД, заключающиеся в регистрации процесса восстановления забойного давления после остановки работающей скважины до величины пластового давления. Дальнейшая интерпретация КВД позволяет определить модель пластовой фильтрационной системы и фильтрационные параметры на расстоянии радиуса дренирования.

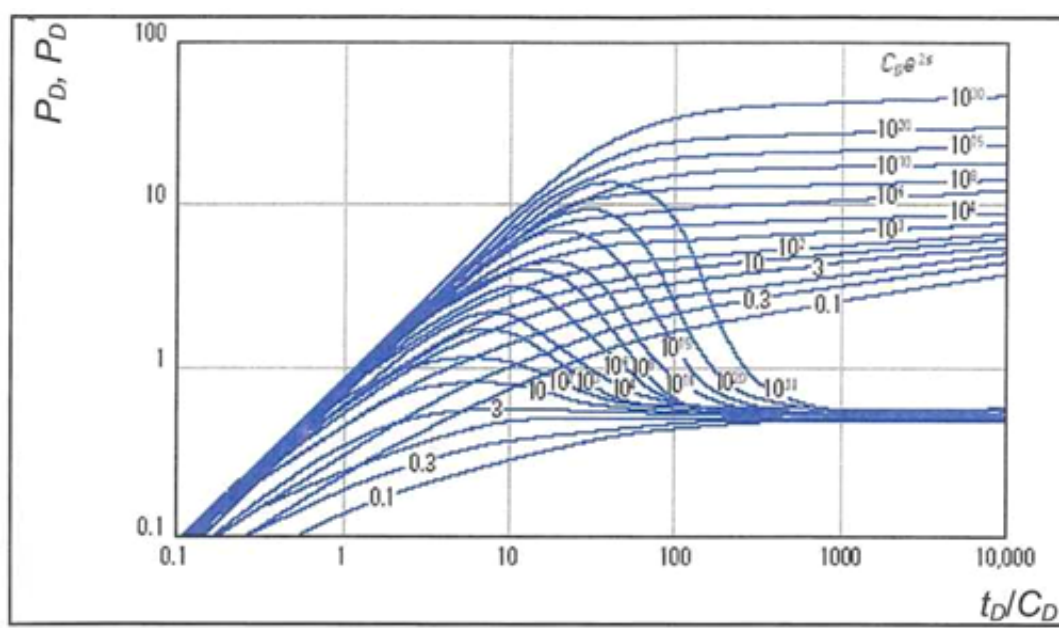


Рисунок 1. Типичные кривые восстановления безразмерного давления P_D и логарифмической производной P_D' , для однородного пласта с учетом влияния продолжающегося притока и скин-эффекта

Методики интерпретации КВД с учетом притока позволяют определять параметры прискважинной и удаленной зоны пласта. Решению данной задачи были посвящены работы многих авторов. Учет притока достигается, при помощи: 1) непосредственных замеров глубинными приборами; 2) применения дифференцирования или интегрирования экспериментальных значений давления [7, 8];

3) совмещения экспериментальных КВД и логарифмической производной с типичными кривыми [9, 10, 11, 12]. Выполнение первого условия сопряжено со значительными трудностями спуска-подъема дебитомеров через затрубное пространство насосных скважин. Второй путь связан с возникновением существенной погрешности, обусловленной вычитанием двух близких значений, содержащих статистическую погрешность. Совмещая экспериментальные точки КВД и логарифмическую производную с типичными кривыми, представленными на рисунке 1, по значениям размерного и безразмерного давлений и размерного и безразмерного времени определяются гидропроводность, коэффициент притока и скин-эффект по следующим формулам:

$$P_D = \frac{2\pi\xi\Delta P(t)}{Q_0} \quad (1)$$

$$t_D = \frac{x^t}{r_w^2} \quad (2)$$

$$C_D = \frac{C}{\beta^*hr^2} \quad (3)$$

Где P_D – безразмерное давление; β^* - коэффициент упругоёмкости пласта, 1/Па; h – толщина пласта, м; t_D – безразмерное время; Q_0 - дебит, м³/сут; C_D – безразмерный коэффициент притока; C – коэффициент притока, м³/Мпа.

Под коэффициентом притока понимается отношение площади затрубного пространства F к удельному весу жидкости ρg :

$$C = \frac{F}{\rho g} \quad (4)$$

В процессе интерпретации различных КВД было замечено, что точность совпадения экспериментальных и расчетных данных значительно зависит от выделения работающих интервалов пласта, в связи с чем, этой задаче необходимо уделять первоочередное внимание. Скин-эффект также существенно зависит от выделения

работающих интервалов, поэтому при отсутствии достоверной информации по работающим участкам определение фильтрационных параметров ПЗС возможно лишь приближенно. Отмечается также, что в горизонтальных и многоствольных скважинах при увеличении скин-эффектов и уменьшении суммарной длины работающих участков максимум производной увеличивается. И тот и другой фактор свидетельствует о неполном потенциале работы скважины. В связи с вышеизложенным, немаловажным фактором, влияющим на достоверность ГДИС, является определение работающих интервалов, что требует совмещения традиционных ГДИС с термометрией и разработки соответствующей технологии, направленной на решение данной задачи.

Выводы

1. В настоящее время на различных предприятиях комплекса, согласно отраслевым руководящим документам, в обязательном порядке применяются методы по оценке технологической и экономической эффективности воздействий на ПЗС. Однако данные методы лишь констатируют факт увеличения или уменьшения производительности скважин и его рентабельность, но не выявляют механизм за счет, которого был, достигнут успех или неуспех ОПЗ.

2. Для определения причин эффективности (или неэффективности) воздействий на призабойную зону и выбора наиболее оптимального, у каждого нефтегазового предприятия имеются свои методы оценки ОПЗ. Рассмотренные оценки имеют свои достоинства и недостатки. К главным недостаткам можно отнести:

- невозможность установить точные причины увеличения или снижения эффекта от воздействия в виду малого количества (или полного отсутствия) данных о фильтрационно-ёмкостных свойствах пласта, его энергетики и степени выработки;

- узкая направленность используемого метода;
- отсутствие оперативности.

3. Установлено что немаловажным фактором, влияющим на достоверность ГДИС, является определение работающих интервалов, что требует совмещения традиционных ГДИС с термометрией и разработки соответствующей технологии направленной на решение данной задачи.

Список используемых источников

- 1 Гимутдинов Ш. К., Ширковский А. И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982. 311с.
- 2 Методические указания (РД 39-3-01-79) по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности. М.,1979.
- 3 Каменецкий С. Г. Нефтепромысловые исследования скважин. М.: Недра, 1971. 280 с.
- 4 Кульпин Л. Г., Мясников Ю. А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974. 200 с.
- 5 Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде: пер. с англ. М.: Гостоптехиздат, 1949. 628 с.
- 6 Василевский В. Н., Петров А. И. Техника и технология определения параметров скважин и пластов. М.: Недра, 1989. 271 с.
- 7 Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М.: Недра, 1973. 246 с.
- 8 Кульпин Л. Г., Мясников Ю. А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974. 200 с.
- 9 Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998. 303 с.
- 10 Bourdet D. et al. A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. 1983, May, pp. 95-106.

11 Eclig-Economides C. A. Use of pressure derivative for diagnosing pressure-transient behavior. JPT, Oct. 1988, p. 1280-1282.

12 Horne R. N. Modern well test analysis. A computer-aided approach. - Petroway, Inc. 2000. 257 p.

References

1 Gimutdinov S. K., Shirkovsky A. I. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta – M.: Nedra, 1982. 311 c. [in Russian].

2 Metodicheskie ukazaniya (RD 39-3-01-79) po opredeleniu ekonomicheskoi effektivnosti novoi tehniki, izobreniy i racionalizatorskih predeloheny v nefteobivauwei promishlennosti. M: 1979. [in Russian].

3 Kameneckiy S. G. Neftepromyslovye issledovaniya skvajin. M.: Nedra, 1971. 280 c. [in Russian].

4 Kulpin L. G., Myasnikov U. A. Gidrodinamicheskie metodi issledovaniya neftegazovodonosnyh plastov. M.: Nedra, 1974. 200 c. [in Russian].

5 Masket M. Techenie odnorodnyh jidkosti v poristoi srede (perevod c angliskogo) M.: Gostoptehizdat, 1949. 628 c. [in Russian].

6 Vasilevsky V. N., Petrov A. I. Tehnika i tehnologiya opredeleniya parametrov skvajin i plastov. M.: Nedra, 1989. 271 c. [in Russian].

7 Buzinov S. N., Umrihin I. D. Gidrodinamicheskie metodi issledovaniya skvajin i plastov. M.: Nedra, 1973. 246 c. [in Russian].

8 Kulpin L. G., Myasnikov U. A. Gidridinamicheskie metodi issledovaniya neftegazovodonosnyh plastov. M.: Nedra, 1974. 200 c. [in Russian].

9 Shagiev R. G. Issledovanie skvajin po KVD. M.: Nauka, 1998. 303 c. [in Russian].

10 Bourdet D. et al. A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. 1983, May, pp. 95-106.

11 Eclig-Economides C. A. Use of pressure derivative for diagnosing pressure-transient behavior. JPT, Oct. 1988, p. 1280-1282.

12 Horne R. N. Modern well test analysis: A computer-aided approach. // Petroway. Inc. 2000. 257 p.

Сведения об авторах

About the authors

Клюкин С. С., зав. науч.-исслед. лаборатории совершенствования технологий нефтеизвлечения ООО «СургутНИПИнефть»
ОАО «Сургутнефтегаз» г. Сургут, Российская Федерация

S. S. Klyukin, Chief of Science and Research Laboratory of Oil Recovery Technologies Development, of LLC “SurgutNIPIneft”, “Surgutneftegaz”, Surgut, the Russian Federation

Резяпов Р. И., ведущий специалист департамента «Геология и разработка месторождений», ООО «РН-УфаниПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

R. I. Rezyapov, Leading Specialist of Department of “Geology and Development of Oil and Gas Fields”, “RN-Ufanipineft” LLC, Ufa, the Russian Federation

e-mail: Ruslan_Rezyapov@mail.ru