

АНАЛИЗ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.П. ЧУЙКИН¹, Е.О. ПЕТРУШИН², А.С. АРУТЮНЯН²

¹ООО «НК «Роснефть - НТЦ»

350000, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Мира, 36;

электронная почта: EgorChuykin@gmail.com

²Кубанский государственный технологический университет,
350072, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Московская, 2;

электронная почта: mereniya@mail.ru

Под гидродинамическими исследованиями скважин (ГДИС) понимается система мероприятий, проводимых на скважинах по специальным программам: замер с помощью глубинных приборов ряда величин (изменения забойных давлений, дебитов, температур во времени и др., относящихся к продуктивным нефтегазовым пластам), последующая обработка измеряемых данных, анализ и интерпретация полученной информации о продуктивных характеристиках – параметрах пластов и скважин и т.д. В общем комплексе проблем разработки месторождений углеводородов важное место занимает начальная и текущая информация о параметрах пласта – сведения о продуктивных пластах, их строении и коллекторных свойствах, насыщающих флюидах, геолого-промысловых условиях, добычных возможностях скважин и др. Объем такой информации о параметрах пласта весьма обширен.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, методы исследования насосных скважин, кривая восстановления уровня, кривая восстановления давления, технология исследования скважин, методы обработки результатов, определение фильтрационных параметров пласта.

Оценка качества гидродинамических исследований

разведочных скважин и методов обработки получаемых данных

Испытания разведочных скважин проводились в колонне после перфорации испытываемого объекта. Испытания нескольких объектов в скважине производились снизу вверх с установкой цементного моста после проведения испытаний нижележащего объекта. Вызов притока делался путём смены раствора на техническую воду с последующим снижением уровня компрессированием. В ряде случаев для возбуждения пласта и его испытаний использовался пластоиспытатель.

В зависимости от величины притока применялись разные виды исследований. При устойчивом фонтанировании использовался метод «установившихся» отборов, регистрировалась индикаторная диаграмма (ИД).

После последнего максимального режима работы скважины снималась кривая восстановления давления (КВД).

Если приток из пласта не позволял получить устойчивого фонтанирования, то регистрировалась кривая восстановления уровня (КВУ). Изменение давления на забое регистрировалось глубинными автономными манометрами. Манометр обычно устанавливался выше кровли испытываемого объекта.

Технология исследований добывающих скважин

Традиционные методы гидродинамических исследований (такие как методы восстановления давления и установившихся отборов) в большинстве случаев неприменимы для исследований малодебитных скважин, вскрывающих низкопроницаемые коллектора Приобского месторождения. Причиной этого является невозможность соблюдения технологий исследований указанными методами, в частности, невозможность создания нескольких или хотя бы одного устойчивого режима работы добывающей скважины.

Согласно технологии центра «Информпласт» (ВНИИнефть) в течение достаточно длительного промежутка времени (2-3 сут. и более) производится наблюдение за режимом работы скважины. В процессе работы скважины регистрируется во времени изменение следующих параметров: забойных давления и температуры, буферного и затрубного давлений на устье скважины, а также дебита скважины на замерной установке на поверхности. Измерения на забое скважины производятся дистанционными приборами, что позволяет в процессе временных измерений определять режим работы скважины. Затем в зависимости от режима работы выбираются методы и технология дальнейших исследований данной скважины.

Большинство скважин на месторождении, эксплуатирующихся фонтанным способом, являются периодически фонтанирующими. В аналогичном режиме работают и многие скважины, оборудованные погружными насосами. В процессе исследований определяются средние значения:

- времени фонтанирования;
- времени подъёма уровня до устья с момента прекращения фонтанирования;
- забойного давления, при котором начинается фонтанирование;
- забойного давления, при котором начинается подъём уровня.

Все эти характеристики периодического фонтанирования необходимо знать при обработке регистрируемой впоследствии кривой восстановления давления (КВД). Они необходимы для воссоздания истории работы скважины в последние несколько суток перед закрытием её на КВД.

Если скважина работает в режиме периодического фонтанирования, то производится оценка участков роста давления после прекращения фонтанирования. Если на этих участках происходит рост уровня в скважине, длина участков достаточно продолжительна (не менее 10-15 часов), амплитуда изменения давления достаточно велика (не менее 15-20 атм.) и кривые достаточно гладкие, то эти участки роста давления могут быть использованы для обработки по методу прослеживания уровня.

Если же эти участки роста давления не соответствуют указанным выше условиям, то для исследований скважины методом прослеживания уровня необходимо использовать компрессирование скважины. Бывают случаи, когда по каким-либо причинам невозможно использовать компрессор. Если при этом в скважине имеется высокое затрубное давление порядка 30-40 атм., то снижение уровня в стволе скважины для проведения исследований методом прослеживания уровня можно получить в результате разрядки затрубного пространства в линию.

После завершения исследований методом прослеживания уровня при периодическом фонтанировании проводится исследование методом восстановления давления. При постоянном фонтанировании согласно обычной технологии скважина закрывается на КВД после последнего режима исследований методом «установившихся» отборов. При периодическом

фонтанировании скважина закрывается на КВД после подъёма уровня до устья скважины, т.е. перед началом её фонтанирования.

Для обработки кривых изменения забойного давления в процессе подъёма уровня как после компрессирования, так и при периодическом фонтанировании использовалась комплексная методика, основанная на решении Маскета о свободном притоке в скважину, включающая в себя три метода, дополняющие друг друга: *дифференциальный, интегральный и метод наилучшего совмещения.*

Эта методика обладает большей разрешающей способностью по сравнению с обычно используемыми методами И.М. Муравьева – А.П. Крылова и Маскета. Дифференциальный и интегральный методы позволяют строить индикаторную диаграмму по данным о восстановлении уровня (давления) и анализировать её форму. Метод наилучшего совмещения основан на итерационном процессе варьирования параметров до максимально возможного совмещения реальной и расчётных эталонных кривых.

Методика позволяет определять коэффициент продуктивности скважины, давление, близкое по величине к пластовому, и начальный дебит скважины, существовавший в момент прекращения возмущения пласта. Кроме того, методика позволяет оценить характер фильтрации флюида и установить зависимость коэффициента продуктивности скважины от депрессии на пласт.

Кривые восстановления давления после прекращения фонтанирования обрабатывались обобщенным дифференциальным методом (ОДМ) Ю.А. Мясникова. Этот метод позволяет в полной мере учитывать историю работы скважины до её остановки, переменность дебита во времени и продолжающийся приток в скважину после её остановки. Учёт истории работы очень важен при обработке кривых восстановления давления в разведочных скважинах, до остановки которых обычно проводятся исследования на разных режимах работы. В результате обработки определяются гидропроводность пласта, приведённый радиус скважины, скин-фактор, коэффициент

совершенства скважины, проницаемость, пьезопроводность и пластовое давление.

Наиболее универсальным методом интерпретации результатов исследований скважин является метод наилучшего совмещения фактических и расчётных кривых произвольного изменения забойного давления. Для его реализации проводится прослеживание за изменением забойного давления (уровня) в течение достаточно длительного промежутка времени, включающего в общем случае периодическое фонтанирование, периоды подъёма уровня в стволе при открытом устье скважины и восстановления забойного давления при закрытой заполненной скважине. На всём протяжении исследований, кроме забойного, измеряются также устьевые давления и объём отбираемой из скважины жидкости. Эти данные используются для определения дебита притока из пласта на каждый момент времени.

Рассмотрим на примере одной из добывающих скважин использование метода наилучшего совмещения для обработки кривой произвольного изменения забойного давления. В скважине № 3100 (рис. 1) в течение 40 часов проводились наблюдения за естественным режимом работы. Происходило периодическое фонтанирование со временем перелива 1 час и временем подъёма уровня 9 часов. После очередного подъёма жидкости до устья скважина была закрыта для регистрации КВД.

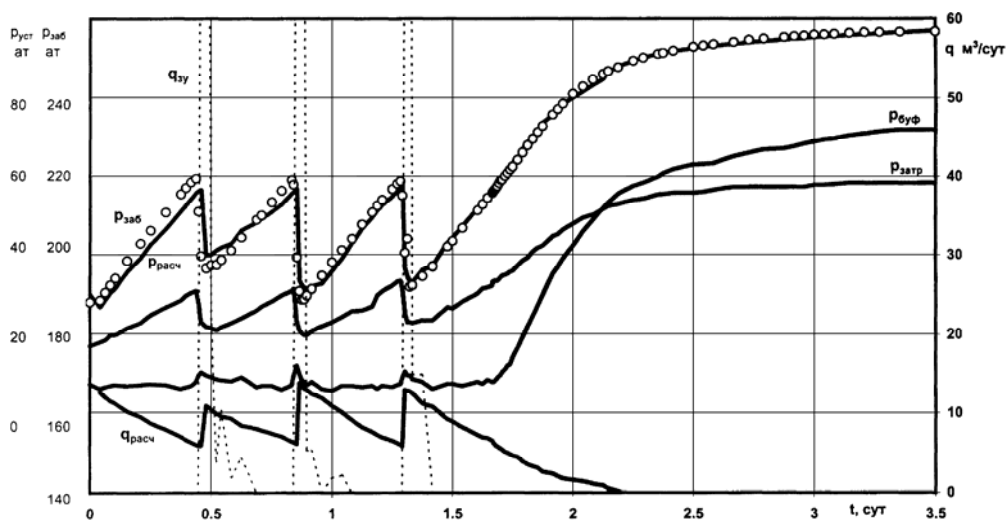


Рис. 1. Обработка кривой изменения забойного давления методом наилучшего совмещения. Приобское месторождение (скважина № 3100)

Определение фильтрационных характеристик пласта по результатам исследований скважины № 3100 проводится тремя способами:

1) по четырём кривым восстановления уровня (давления) определяется коэффициент продуктивности;

2) по кривой восстановления давления, зарегистрированной после заполнения ствола скважины (согласно обобщённому дифференциальному методу) определяются гидропроводность, проницаемость, скин-фактор, пьезопроводность и пластовое давление;

3) этот же набор параметров можно определить по всей кривой изменения давления с помощью метода наилучшего совмещения.

***Оценка состояния призабойной зоны скважин
по данным гидродинамических исследований***

На ряде разведочных скважин в процессе их испытания производились мероприятия по интенсификации притока: соляно-кислотные обработки, повторные перфорации, многократные свабирования и др. В большинстве случаев проведение мероприятий по интенсификации притока было успешным. Коэффициенты продуктивности увеличивались в 1,5-2,0 раза. В отдельных случаях только проведение мероприятий позволяло получить приток из пласта. Следует отметить, что в исследованных скважинах (как в разведочных, так и в добывающих) независимо от того, проводились ли в них мероприятия по интенсификации притока, имеют место как положительные, так и отрицательные значения скин-фактора. Это объясняется следующим образом. В процессе бурения происходит двоякое воздействие на призабойную зону пласта. С одной стороны происходит её улучшение за счёт механического воздействия (разрушения), а с другой – ухудшение за счёт проникновения фильтрата бурового раствора, а в высокопроницаемом пористом или трещиноватом пласте – и глинистых частиц. Вполне очевидно, что в низкопроницаемых коллекторах преобладает первое воздействие, а в более проницаемых – второе. Это наблюдается и по имеющимся шести разведочным скважинам, исследованным методом восстановления давления (таблица 1).

Таблица 1 – Исследования скважин Приобского месторождения

Номера скважин	Пласт	Проницаемость	Скин-фактор
412	АС ₁₁ ⁽¹⁾	0,0033	– 2,1
181	АС ₁₀ ⁽²⁻³⁾	0,0047	– 1,9
234	АС ₁₁ ⁽¹⁾	0,0040	– 1,1
405	АС ₁₁ ⁽¹⁾	0,0098	+ 4,7
262	АС ₁₁ ⁽¹⁾	0,0250	+ 22,9
246	АС ₁₁ ⁽⁰⁾	0,0420	+ 2,1

Известным способом оценки состояния призабойной зоны скважин, в том числе и оценка качества вскрытия продуктивного пласта, является определение величины скин-фактора, коэффициента совершенства и приведённого радиуса скважины по данным гидродинамических исследований методом восстановления давления.

Можно предложить способ оценки состояния призабойной зоны, преимущество которого заключается в его наглядности и возможности определять потенциальный коэффициент продуктивности в случае ухудшенной призабойной зоны без проведения дополнительных расчётов. Чтобы использовать этот способ, необходимо иметь результаты исследований скважин, позволяющих независимо друг от друга определить коэффициент продуктивности и гидропроводность пласта. Первый параметр в большей степени зависит от состояния призабойной зоны, второй характеризует удалённую часть пласта, не подверженную воздействию от каких-либо технологических процессов, проводившихся в скважине.

На рисунке 2 приведён график, построенный по результатам исследований добывающих скважин и показывающий взаимосвязь фильтрационных характеристик удалённой части пласта и призабойной зоны.

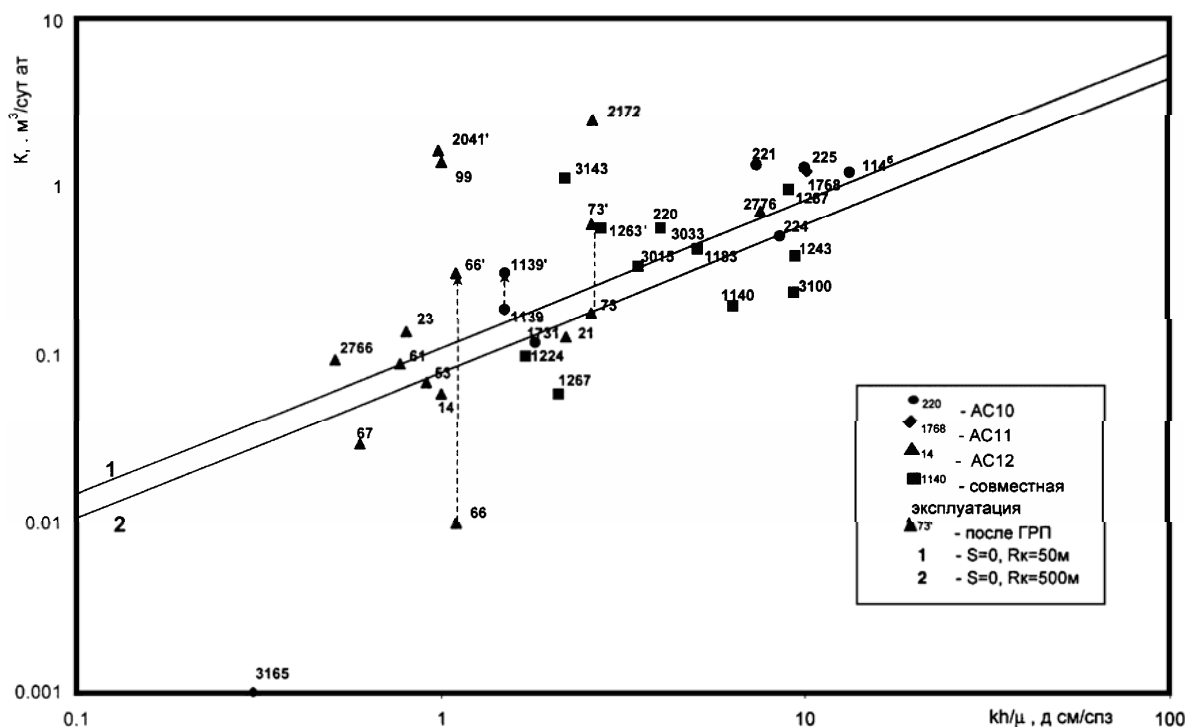


Рисунок 2 – Сопоставление фильтрационных параметров призабойной и удалённой зон пласта

График построен в билогарифмических координатах. По оси абсцисс откладываются значения гидропроводности удалённой части пласта, определяемые по кривым восстановления давления. По оси ординат откладываются значения коэффициента продуктивности по тем же скважинам, но определённые по данным других исследований (по КВУ или по индикаторным диаграммам). На величину коэффициента продуктивности кроме гидропроводности пласта значительное влияние оказывает состояние призабойной зоны. Линиями 1 и 2 на рисунке 2 ограничена область, в пределах которой скин-фактор равен 0, т.е. параметры призабойной и удалённых зон пласта равны между собой. Линия 1 рассчитана при радиусе контура питания 50 м, линия 2 – 500 м.

Скважины, попадающие ниже линии 2, имеют ухудшенную призабойную зону. Именно на этих скважинах необходимо в первую очередь проводить гидроразрыв пласта. Скважины, расположенные выше линии 1, имеют улучшенную призабойную зону. На этом рисунке нанесён ряд скважин, на которых ГРП уже проводился. Скважины до и после ГРП показаны

одинаковыми номерами, но после ГРП номер поставлен со штрихом. Наглядно видно, что в результате ГРП гидропроводность удалённой части пласта не меняется, но возрастает коэффициент продуктивности. Это показано стрелками. Причём увеличение коэффициента продуктивности происходит даже в том случае, когда призабойная зона до ГРП не была ухудшенной.

Скважины здесь расположены по возрастанию проницаемости. Из таблицы хорошо видно, что именно при очень малых проницаемостях формируется вокруг скважины зона с улучшенными фильтрационными характеристиками. По мере увеличения проницаемости пласта в скважинах, его вскрывающих, наблюдается снижение фильтрационных характеристик призабойной зоны по сравнению с удалённой. Скин-фактор меняет знак с минуса на плюс.

Разумеется, падение давления в скважине и восстановление давления зеркально подобны при отсутствии возмущающих скважин и апериодичной закачки. Поэтому теоретически модели «падения уровня – восстановления уровня» подобны, и все расчёты проводятся по падению уровня, где отбивается: первоначальный уровень, отбивка забоя, уровень на подъёме прибора, что позволит определить:

- 1) параметры жидкости или системы глушения в любой момент времени;
- 2) время оптимальной смены УЭЦН;
- 3) оптимальные объёмы жидкости или пенной системы глушения, а также её состав;
- 4) объём твёрдой фазы, выносимой из пласта по изменению текущего забоя скважины.

Время дополнительного исследования скважины по отношению к стандартной отбивке забоя увеличится на 30 мин., что вряд ли явится существенным, если учесть, что для полного глушения скважины требуется 100 м³/сут. раствора глушения, для её последующего извлечения из пласта 10 часов работы УЭЦН. Нарушение техники безопасности при глушении скважин непредсказуемо по последствиям.

Необходимо отметить, что практически на Приобском месторождении при смене УЭЦН и глушении скважин раствором $\rho = 1,03 \text{ г/см}^3$ после подъёма УЭЦН при ГИС отмечались уровни жидкости от 500 до 1800 м (в зависимости от депрессии и угла наклона скважины), т.е. довольно часто на забое скважины пласта $AC_{11}^{(2-3)}$ наблюдаются давления 10-12 МПа вместо необходимых 25-27 МПа.

Рассмотрим теперь модель работы пласта, подверженного гидроразрыву при проведении ГИС по «отбивке забоя» и смятию «профиля приёмистости» поглощающего интервала.

Наиболее интенсивное изменение температуры будет происходить в зоне активного движения флюида, т.е. «скважина – пласт» с распространённой в нём вертикальной трещиной. Ниже распространения трещины движения жидкости не будет, и будет происходить быстрее восстановление температуры до естественной. Таким образом, можно точно выяснить по термометрии и скважинному термометру-дебитометру нижнюю границу распространения трещины.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Петрушин Е.О., Арутюнян А.С.** Анализ результатов опробования и испытания скважин Средне-Харьягинского нефтяного месторождения // Материалы I Международной научно-практической конференции «Проблемы науки и научного познания» (22-23 апреля 2015 года). – Москва, 2015.

2. **Карнаухов М.Л.** Гидродинамические исследования скважин испытателями пластов. – М.: Недра, 1991. – 202 с.

3. **Гаттенбергер Ю.П., Дьяконов В.П.** Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 207 с.

4. Технологические схемы разработки Приобского месторождения: 1-4 тома.

5. Гидродинамические методы исследования скважин на Приобском месторождении [Электронный ресурс] Режим доступа: http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a2bd68a5d43b88421316d27_0.html

REFERENCES

1. Petrushin E.O., Arutjunjan A.S. Analiz rezul'tatov oprobovaniya i ispytaniya skvazhin Sredne-Har'jaginskogo neftjanogo mestorozhdenija // Materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Problemy nauki i nauchnogo poznaniya» (22-23 aprelja 2015 goda). – Moskva, 2015.

2. Karnauhov M.L. Hidrodinamicheskie issledovanija skvazhin ispytateljami plastov. – M.: Nedra, 1991. – 202 s.

3. Gattenberger Ju.P., D'jakonov V.P. Hidrogeologicheskie metody issledovanij pri razvedke i razrabotke neftjanyh mestorozhdenij. – M.: Nedra, 1979. – 207 s.

4. Tehnologicheskie shemy razrabotki Priobskogo mestorozhdenija: 1-4 toma.

5. Hidrodinamicheskie metody issledovanija skvazhin na Priobskom mestorozhdenii: Jelektronnyj resurs: Rezhim dostupa:

http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a2bd68a5d43b88421316d27_0.html

ANALYSIS OF HYDRODYNAMIC METHODS OF RESEARCH OF WELLS BY PRIOSKOYE OIL FIELD

E.P. CHUYKIN¹, E.O. PETRUSHIN², A.S. ARUTYUNYAN²

¹ООО «НК «Rosneft' - NTC»

36, Mira street, Krasnodar, Russian Federation, 350000;

e-mail: EgorChuykin@gmail.com

²Kuban State Technological University,

2, Moskovskaya st., Krasnodar, Russian Federation, 350072;

e-mail: mereniya@mail.ru

Hydrodynamic researches of wells (GDIS) are understood as system of the events held on wells according to special programs: measurement by means of deep devices of a number of sizes (change of bottomhole pressure, outputs, temperatures in time, etc., belonging to productive oil and gas layers), the subsequent processing of the measured data, the analysis and interpretation of the received information on productive characteristics – parameters of layers and wells and t of. In the general complex of problems of development of fields of hydrocarbons the important place is occupied by initial and current information on layer parameters – data on productive layers, their structure and collector properties, the sating

fluids, geological field conditions, mining opportunities of wells, etc. The volume of such information on parameters of layer is very extensive.

Key words: hydrodynamic researches, methods of research of pump wells, curve of restoration of level, curve of restoration of pressure, technology of research of wells, methods of processing of results, determination of filtration parameters of layer.