

Бурение скважин и разработка месторождений

УДК 550.8

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭКСПРЕСС-МЕТОДА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ» IMPROVEMENT OF EXPRESS METHOD OF HYDRODYNAMIC WELL TESTING IN THE CONDITIONS OF OIL AND GAS FIELDS OF OIL AND GAS PRODUCTION DEPARTMENT «YAMASHNEFT»

Е. А. Андаева, А. В. Лысенков, М. Т. Ханнанов

E. A. Andaeva, A. V. Lysenkov, M. T. Khannanov

НГДУ «Ямашнефть», г. Альметьевск

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин; глубинный измерительный комплекс; интерпретация гидродинамических исследований скважин; сокращение простоя скважины

Key words: hydrodynamic studies of wells; deep measuring complex; interpretation of hydrodynamic studies of wells; reduction of downtime

В современном технологическом мире ежедневно создаются и развиваются инновационные методики по исследованию скважин. В мировой и отечественной практике для осуществления контроля в режиме реального времени, оперативного реагирования на изменение режимов работы скважины, получения информации о фильтрационных параметрах пласта и призабойной зоны широкое распространение получило применение глубинного измерительного комплекса (ГИК). ГИК позволяет вести регистрацию забойного давления в реальном времени при работе скважины [1].

Одним из основных условий точности интерпретации полученных данных является работа скважины не менее года без выхода в ремонт. В случае необходимости проведения на скважине геолого-технических мероприятий (ГТМ) (например, обработка призабойной зоны скважины), существует необходимость извлечения ГИК из скважины, следовательно, контроль скважины на время ремонта прекращается. Существует ряд других технологических условий и критериев применимости, которые непосредственным образом влияют на корректность и точность полученных данных при регистрации ГИК давления [2].

Одним из основных и наиболее распространенных видов исследований, проводимых на промыслах, является определение уровня жидкости в скважине. По данным этого уровня фактически определяется режим эксплуатации скважин и строятся карты изобар. Данные исследования выполняются наиболее часто в процессе разработки месторождений.

Также важнейшей характеристикой значений уровня жидкости является то, что их показания напрямую определяют и рабочие режимные, и продуктивные характеристики скважин. То есть это главные параметры для контроля и регулирования за оптимальной эксплуатацией скважин.

Основной задачей ГДИС является установление оптимальной гидродинамической связи между скважиной и пластом, с последующей возможностью выбора оптимального режима работы скважины с целью соблюдения графика отбора и снижения возникающих осложнений.

Наличие значительного фонда мало- и среднедебитных скважин, что обусловлено низкой гидропроводностью пласта, приводит к тому, что большинство кривых восстановления уровня (КВУ) являются недовосстановленными. Помимо малой продолжительности снятия КВУ существенным недостатком обычно является малое число точек на КВУ. Недовосстановленность кривых сказывается на точности определения фильтрационных параметров пласта и пластового давления. В результате этого недостоверность полученных данных осложняет возможность принятия правильного решения о проведении ГТМ, направленных на восстановление, повышение или сохранение на существующем уровне фильтрационной составляющей призабойной зоны скважины (ПЗС) [3].

Для измерения уровня жидкости в скважине нашли применение два основных метода: звукометрический и волнометрический.

При звукометрическом способе уровень жидкости определяется произведением скорости распространения звуковой волны в газовой среде и времени прохождения звуковой волны от устья до уровня жидкости в скважине и обратно

$$H_y = (V_3 \cdot t_y) / 2, \quad (1)$$

где H_y — уровень жидкости, м; V_3 — скорость распространения звуковой волны, м/с; t_y — время пробега волны от устья до уровня и обратно, с.

Скорость распространения звуковой волны зависит от физических свойств и состава газа, заполняющего скважину: плотности, температуры, давления и т. д. Также необходимо учитывать, что отражение звуковой волны может происходить не только от зеркала жидкости, но и от образующейся пены, особенно после проведения ОПЗ (например, после соляно-кислотных обработок). Это напрямую влияет на точность полученных данных и, следовательно, на последующий пересчет давления.

Во многих случаях данные методы оценки уровня жидкости дают недостоверный результат. Чаще всего это связано с тремя проблемами:

- сложностью распознавания положения на эхограмме отражения от уровня жидкости;
- низкой точностью определения времени прохождения звуковой волны от устья до уровня жидкости в скважине и обратно;
- невысокой точностью оценки скорости звука в затрубном газе исследуемой скважины.

Проблемы распознавания уровня жидкости на эхограмме связаны с недостатками используемых методов зондирования. Акустическая волна отражается не только от жидкости, но и от любой границы раздела сред, где существенно изменяется плотность, или от любого объекта в скважине, существенно изменяющего форму или площадь сечения затрубного пространства.

Некоторыми авторами [4] замечено, что с увеличением давления насыщения нефти газом скорость звука уменьшается. Еще одним важным фактором, определяющим скорость звука в затрубном газе, являются средняя плотность и температура газовой среды, которые зависят от условий разгазирования и движения газа в затрубном пространстве скважины.

Неточности в определении скорости звука в затрубном пространстве приводят к значительным погрешностям в определении уровня и, следовательно, давления в скважине [5].

Изучив все возможные возникающие ошибки и неточности при проведении звуко- и волнометрических исследований, в НГДУ «Ямашнефть» предложили использование глубинных измерительных комплексов.

Сущность метода заключается в спуске в скважину глубинного манометра, который фиксирует забойное давление в режиме эксплуатации скважины. Пример записи давления с помощью ГИК представлен на рисунке 1.

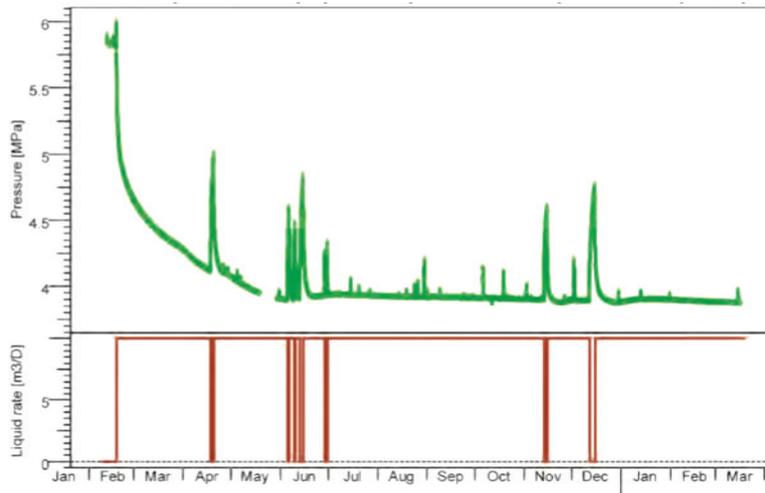


Рис. 1. Пример записи давления на забое скважины с помощью ГИК

Интерпретация кривых происходит на основе получаемых «пиков», фиксируемых при экстренных остановках, таких как отключение электроэнергии, аварийное отключение, в момент которых манометр реагирует на изменение давления. Чем больше зафиксировано «пиков» изменения давления, тем выше точность интерпретации гидродинамических характеристик. В случае если колебание давления не наблюдается, увеличивается погрешность интерпретации. Параллельно с фиксацией давления ведется учет во времени по дебиту жидкости [1].

Тем не менее применение ГИК при интерпретации и пересчете данных имеет следующие ограничения:

- в настоящее время данными комплексами оборудованы только скважины с установкой одновременно-раздельной добычи; внедрение в скважины, эксплуатирующие один объект, только начинается;
- основным условием получения точных данных являются длительность работы скважины, количество аварийных остановок для фиксации перепада давления и дебита скважины;
- извлечение оборудования при проведении ГТМ, направленных на повышение или восстановление продуктивности скважины.

В противном случае достоверность полученных данных требует дополнительного подтверждения.

С целью возможности гидродинамического исследования и интерпретации полученных данных на скважинах с низкими дебитами, ухудшенными коллекторскими свойствами и при проведении различных ГТМ предлагается применять экспресс-метод исследования скважин.

Схема проведения исследования до и после ремонта скважины выглядит следующим образом [6]: перед проведением мероприятия скважину исследуют на определение параметров пласта, после чего осуществляют ГТМ, далее скважину осваивают и снова проводят исследование КВУ/КВД (рис. 2).

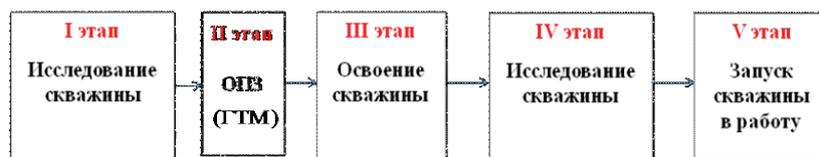


Рис. 2. Существующая схема проведения ГТМ на скважине и ее освоения

Авторами разработан и опробован экспресс-метод, который предоставляет возможность оперативно рассчитать все необходимые фильтрационные характеристики пласта, совместив процесс свабирования и контрольное исследование после ГТМ (рис. 3).

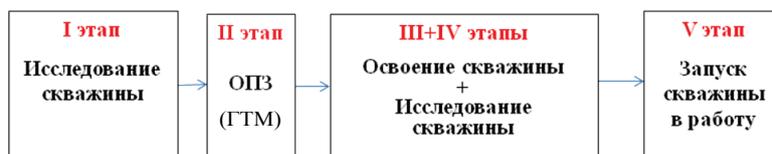


Рис. 3. Предлагаемая схема проведения ГТМ на скважине и ее освоения

Для регистрации забойного давления во время освоения скважины после ОПЗ или другого ГТМ в скважину спускается ГИК, после чего производится процесс ее освоения (свабирования).

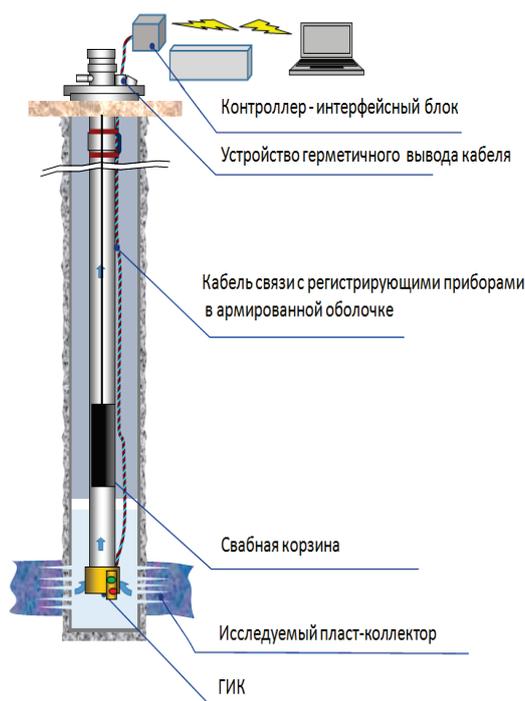


Рис. 4. Схема спуска в скважину ГИК при свабировании

На рисунке 4 представлена схема расположения в скважине ГИК во время свабирования. Измерительный комплекс спускается в интервал перфорационных отверстий. Давление регистрируется в режиме онлайн во время спуска и подъема свабной корзины, а информация о замере давления выводится в виде графика. При подъеме очередного объема жидкости отбираются пробы и определяются обводненность, вязкость, рН, после чего выполняется расчет необходимых гидродинамических параметров призабойной зоны скважины.

Для проведения экспериментальных исследований с помощью экспресс-метода осуществлялся подбор скважин, на которых планировалось проведение ГТМ. С целью определения конечной границы регистрации забойного давления заранее был произведен расчет радиуса проводимого гидродинамического исследования.

Радиус исследования — это ведущий параметр при планировании операций по ГДИ. Неверный выбор времени исследования может либо привести к «недоисследованию» объекта из-за непродолжительного времени исследования, либо выполнить слишком продолжительный замер, когда кривая восстановления давления на поздних участках не дает никакой информации о пласте (так как давление, например, полностью восстановилось уже на начальном этапе исследования пласта).

Радиус исследования, очевидно, должен превышать время достижения стабилизированного участка КВД, соответствующего достижению воронкой депрессии границ пласта.

Таким образом, время исследования скважины определяется по следующей формуле [5]:

$$t_u = \frac{r_u^2}{4\chi} = \frac{m\mu\beta \cdot r_u^2}{4k} \quad (2)$$

где t_u — время исследования скважины, мин; r_u — радиус исследования скважины, м; χ — пьезопроводность пласта, м²/мин; m — пористость пласта, д.ед; μ — вязкость флюида; β — сжимаемость, 1/ат; k — проницаемость, м².

В качестве опробования предлагаемого способа определения гидродинамических характеристик были выбраны 5 скважин, разрабатывающих карбонатные и терригенные коллекторы — башкирский, тульский горизонты и турнейский ярус. На каждой скважине были проведены мероприятия по интенсификации добычи нефти: на карбонатных коллекторах — закачка в скважину состава на основе соляной кислоты (ПАКС — поверхностно-активный кислотный состав, КСМД — кислотный состав медленного действия), в терригенных коллекторах — композиция на основе глинокислоты (ГКК — глинокислотная композиция). После проведения обработки скважин начался процесс их освоения с помощью сваба.

На рисунке 5 представлены результаты регистрации давления с помощью измерительного комплекса во время свабирования в скв. 101.

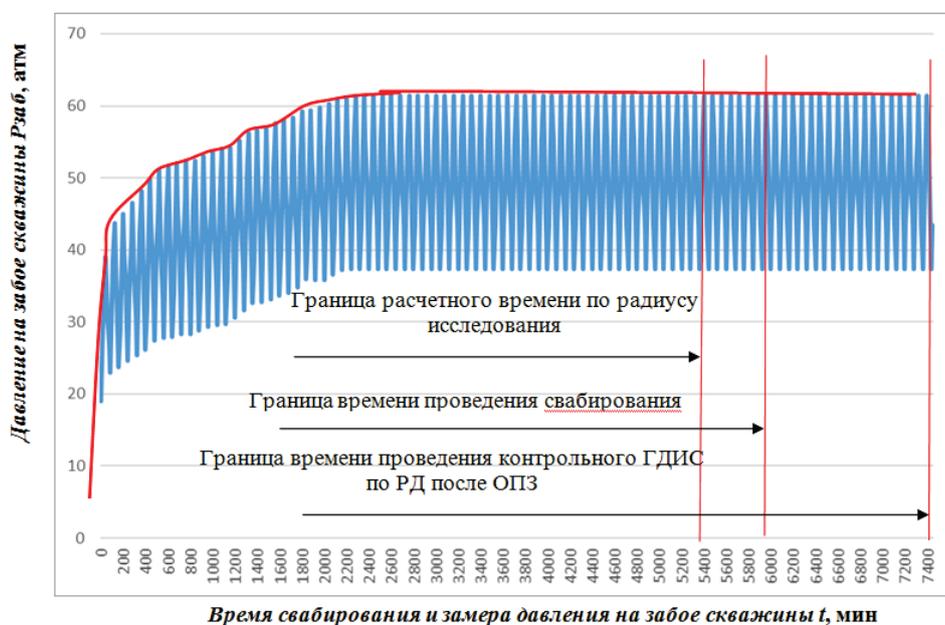


Рис. 5. График регистрации давления на забое скв. 101 во время свабирования

Как уже упоминалось ранее, согласно методическому руководству [2] после проведения ГТМ необходимо провести контрольное ГДИС для определения параметров пласта, а, следовательно, успешности выполненного мероприятия. Поэтому для контроля точности определения гидродинамических параметров призабойной зоны скважины во время свабирования со спуском ГИК были проведены исследования скважины с построением КВД. Результаты отображены в таблице 1.

Как видно из таблицы, результаты полученных данных не отличаются между собой более чем на 5 %, разрешаемых при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Отмечается различие в полученных данных только по скв. 854. Это объясняется тем, что проведение ГДИС согласно методическому руководству

[2] не было завершено, кривая восстановления давления невосстановилась, следовательно, гидродинамические параметры пласта рассчитаны некорректно.

Таблица 1

Сравнительные результаты гидродинамических параметров, полученных с помощью экспресс-метода и стандартным способом по РД № 153-39.0-536-07

Номер скважины	Эксплуатируемый горизонт	По экспресс-методу с применением ГИК			Контрольное ГДИ стандартным способом		
		Проницаемость k , мкм ²	Продуктивность K , м ³ /сут/атм	Скин-фактор, S	Проницаемость k , мкм ²	Продуктивность K , м ³ /сут/атм	Скин-фактор, S
95	Башкирский	0,87	1,5	-0,9	0,84	1,4	-0,6
854	Турнейский	0,98	2,1	-1,5	0,85	1,8	0,1
101	Тульский	0,91	1,9	-1,3	0,87	1,85	-0,99
1 001	Турнейский	0,64	1,4	-0,7	0,7	1,37	-0,6
410	Тульский	0,75	1,6	-0,8	0,78	1,55	-0,85

Совмещение свабиования с исследованием по экспресс-методу не увеличивает время проведения ГТМ, в то время как проведение контрольного ГДИС с построением КВД по РД занимает в среднем 10–15 сут. Таким образом, совмещая исследование с процессом свабиования во время освоения после ОПЗ, возможно сокращать простои скважин. В масштабах нефтегазодобывающих управлений это будет играть большую роль.

В таблице 2 приведены примеры расчетного времени исследования по 5 отобранным скважинам и реальное время проведения.

Таблица 2

Разница между расчетным временем исследования и действительной длительностью проведения исследования

Номер скважины	Расчетное время ГДИ, мин	Длительность свабиования, мин	Время проведения стандартного ГДИ, мин
95	8 876	7 780	8 340
854	7 349	8 010	5 739
101	5 458	5 820	7 450
1001	8 520	10 640	12 890
410	7 910	9 630	10 800

Как видно из таблицы, по 4 скважинам исследование возможно было прекратить на 5–7 суток раньше, чем это было сделано в действительности. Следовательно, возможно было сократить время простоя скважины, а, значит, и потери добычи нефти. А по скв. 854 исследование оказалось незавершенным.

Таким образом, предлагаемый экспресс-метод исследования КВД при свабиовании скважины со спуском ГИК позволит:

- сократить время простоя скважины и запустить ее в работу сразу же после получения конечных данных по давлению;
- сократить недоборы по нефти;
- проанализировать успешность проведения мероприятий по оптимизации добычи нефти, восстановлению продуктивности.

Список литературы

1. Направления совершенствования гидродинамических методов контроля в ПАО «Татнефть» // В. А. Иктисанов [и др.] // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвященной 100-летию со дня рождения В. Д. Шашина. – Казань: ИХЛАС, 2016. – Т. 2. – 268 с.
2. Методическое руководство по проведению и интерпретации результатов гидродинамических методов исследования добывающих скважин без остановок / ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина. – Бугульма, 2016.
3. Андаева Е. А., Лысенков А. В., Ханнанов М. Т. Обобщение геолого-физической характеристики месторождений НГДУ «Ямашнефть» с целью повышения эффективности гидродинамических исследований скважин // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 3. – С. 80–87.
4. Гаус П. О., Налимов Г. П., Пугачев Е. В. Определение уровня жидкости и скорости звука в затрубном пространстве добывающей скважины // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 2.
5. Карнаухов М. Л., Пьянкова Е. М. Современные методы гидродинамических исследований скважин: справочник инженера по исследованию скважин. – М.: Инфа-Инженерия, 2010. – 432 с.
6. РД 153-39.0-536-07. Руководство по интерпретации КВД для различных типов скважин и геолого-промысловых условий / Институт «ТатНИПИнефть». – Бугульма, 2007.

Сведения об авторах

Андаева Екатерина Алексеевна, ведущий инженер-технолог технологического отдела разработки нефтяных и газовых месторождений, НГДУ «Ямашнефть», г. Альметьевск, тел. 8(8553)370530, e-mail: AndaevaEA@tatneft.ru

Лысенков Алексей Владимирович, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Ханнанов Марс Талгатович, к. г.-м. н., главный геолог НГДУ «Ямашнефть», г. Альметьевск

Information about the authors

Andaeva E. A., Leading Technical Engineer, Oil and Gas Production Department «Yamashneft», PJSC Tatneft, Russia, Almet'yevsk, phone: +78553370530, e-mail: AndaevaEA@tatneft.ru

Lysenkov A. V., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Department of Oil and Gas Fields development, Ufa State Petroleum Technological University

Khannanov M. T., Candidate of Geology and Mineralogy Sciences, Chief Geologist of Oil and Gas Production Department «Yamashneft», Almet'yevsk

УДК 622.279.23

ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССА ВЫПАДЕНИЯ КОНДЕНСАТА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР (НА ПРИМЕРЕ ЮБИЛЕЙНОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

STUDY OF CONDENSATION PROCESS DURING WELL OPERATION UNDER ABNORMALLY HIGH RESERVOIR TEMPERATURES (BY EXAMPLE OF THE YUBILEINOYE GAS-CONDENSATE FIELD)

Р. А. Гасумов, К. Н. Сафoshкин

R. A. Gasumov, K. N. Safoshkin

ОАО «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов», г. Ставрополь

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение; скважина; фазовые превращения; конденсатоотдача; осложнения; технологический режим

Key words: gas-condensate field; well; phase transformations; condensate emission; complications; operating practices

Для ряда газоконденсатных месторождений Северного Кавказа характерны аномально высокие пластовые температуры. В качестве примера для исследования термобарических условий выбрано Юбилейное газоконденсатное месторождение (далее ГКМ). ГКМ введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 1969 году. Аномально высокая температура пласта сочетается с небольшим молекулярным весом пластового флюида. Фазовым состоянием пластовой углеводородной системы является насыщенный газ. Одной из проблем, возникающих при эксплуатации скважин Юбилейного газоконденсатного месторождения, является скопление жидкости (конденсата) на забое.

При выборе режима разработки ГКМ (газового или водонапорного) должны учитываться процессы, происходящие при эксплуатации, то есть сопровождающиеся фазовыми превращениями газоконденсатной смеси с массообменом компо-