

АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ ПЕСЧАНООЗЕРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НА О-ВЕ КОЛГУЕВ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ

С.С. Блох, Д.Л. Кульпин, Г.Х. Ефимова, Ю.В. Алексеева
Институт проблем нефти и газа РАН
e-mail: sergeyblokh@yandex.ru

Песчаноозерское месторождение характеризуется сложным геологическим строением. Основной особенностью его является многопластовость и разнофлюидность углеводородов (УВ), насыщающих продуктивные пласты месторождения. Запасы УВ сосредоточены в 197 залежах, в т.ч. в 113 нефтяных, 66 газовых и 18 газонефтяных. Все эти залежи приурочены к терригенным отложениям чаркабожской свиты в нижнем триасе. Это пачки – А, Б, В и Г. Нефтяные залежи на месторождении сосредоточены в продуктивных пластах А, Б, В₁–В₅, Г₁–Г₈; газоконденсатные залежи расположены в пластах В₁, В₂, Г₁–Г₈, а газовые залежи в пластах В₁–В₃, Г₃, Г₅. Глубина залегания залежей –1700 м. Коллекторы продуктивных пластов отличаются сложным строением. Так, литологически они представлены полимиктовыми песчаниками и алевролитами. Фильтрационно-емкостные свойства пластов низкие: проницаемость изменяется в широком диапазоне от 8 до $80 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициент песчаности также низкий и составляет 0,07–0,49. Расчлененность изменяется от 1,7–2,8 в восточной части месторождения до 0,3–17,0 в его западной части [1].

Нефть в пластовых условиях характеризуется как маловязкая, с высоким газосодержанием, легкая, парафинистая.

Учитывая указанные выше особенности Песчаноозерского месторождения, на протяжении всей истории его разработки, начиная с 1985 г. и по настоящее время, большое внимание по дальнейшему более глубокому изучению продуктивных пластов месторождения было уделено методам гидродинамических исследований скважин (ГДИС). При этом ГДИС проводились при геологоразведочных работах и в период пробной (опытной) эксплуатации разведочных скважин; ГДИС эксплуатационных скважин – при разбуривании месторождения и в дальнейшем, в рамках гидродинамического мониторинга процесса разработки месторождения.

Объем и полнота ГДИС (количество режимов исследования, выбор времени отработки на каждом режиме) определялись потенциальными возможностями исследуемого

пласта, техническим состоянием скважины, технологическими возможностями исследования и в соответствии с действующим отраслевым Регламентом [2].

Выполненная в ИПНГ РАН научно-исследовательская работа по анализу и обобщению результатов ГДИС на Песчаноозерском месторождении за длительный период его эксплуатации, более чем за 30 лет (с 1982 г. по 2015 г.), ставила своей целью:

- ретроспективный анализ всех результатов промысловых гидродинамических исследований скважин за указанный период;

- интерпретацию на основе применения классических методов, а также программных средств обработки кривых изменения давления в скважинах: восстановления давления (КВД), падения давления (КПД), восстановления уровня (КВУ) с целью изучения фильтрационных характеристик, особенностей прискважинных и удаленных зон дренирования и добычных возможностей скважин;

- обобщение полученных данных с целью использования их при анализе и совершенствовании разработки месторождения, а также для уточнения геолого-гидродинамической модели продуктивных пластов.

Задачами интерпретации явились:

- анализ исходных промысловых данных, выбор кондиционных результатов для интерпретации;

- определение фильтрационных параметров пласта;

- оценка гидродинамических особенностей призабойных зон и определение скин-факторов;

- оценка особенностей зон дренирования скважин и гидродинамической модели фильтрации, включая выявление границ пласта, трещиноватости и межпластовых перетоков.

Всего были интерпретированы данные 211 промысловых исследований по 63 скважинам. Анализ исходных данных этих исследований выявил непригодность некоторых промысловых КВД, КПД и КВУ для интерпретации и переинтерпретации. В частности, в ряде случаев наблюдался ступенчатый характер кривой восстановления давления в координатах $\Delta P=f(t)$, что могло быть связано с негерметичностью или выпуском газа из затрубного пространства в процессе снятия КВД. Возможны и другие причины.

После проведенного анализа кондиционными были признаны 196 кривых.

Основной определяющей особенностью исследований скважин и пластов на Песчаноозерском месторождении является низкая проницаемость пласта-коллектора и как следствие этого – низкие дебиты скважин, что обуславливает длительную продолжительность притока жидкости в скважину после ее остановки и медленное восстановление давления в пласте. Эти особенности вызывают необходимость длительной регистрации кривых восстановления давления. На многих преобразованных в полулогарифмических координатах кривых восстановления давления, зарегистрированных на месторождении, появление асимптотического прямолинейного участка, по которому определяются фильтрационные параметры пласта, отмечается лишь спустя 15–20 часов после закрытия скважины.

Анализ промысловых кривых проведен по результатам их интерпретации с использованием программного средства «Интерпретатор-М» [3].

Известно, что гидродинамические исследования скважин являются одним из основных методов уточнения особенностей геологического строения продуктивных пластов нефтяных и газовых месторождений [2, 4].

К настоящему времени разработано значительное количество методов интерпретации результатов исследований скважин при нестационарных режимах применительно к различным типам коллекторов, геометрическим особенностям их строения, методам проведения исследований. В теоретическом плане кривая восстановления давления (КВД) в скважине содержит полную информацию о фильтрационных характеристиках продуктивного пласта и особенностях зоны дренирования. Однако расшифровка этой информации в общем случае практически невозможна из-за сложности получения соответствующих аналитических зависимостей и неустойчивости решения обратной задачи. По существу каждый из применяемых в настоящее время способов обработки результатов ГДИС действует в рамках определенной упрощенной модели, а достоверность полученных результатов существенно зависит от того, насколько выбранная модель соответствует реальной геолого-промысловой ситуации.

В целом, информативность полученных результатов в значительной мере определяется опытом и квалификацией исследователя и в определенной степени носит субъективный характер. Наряду с этим следует иметь в виду, что никакая модельная

ситуация, которой пользуются исследователи при формализации процесса восстановления забойного давления после пуска или остановки скважины, не может полностью описывать реальные гидродинамические процессы и структуру фильтрационных потоков в пласте и призабойной зоне скважины.

Комплексная методика обработки результатов ГДИС, а также соответствующее математическое и программное обеспечение были разработаны [5, 6] с целью выбора для интерпретации КВД наиболее адекватной фильтрационной модели и формализованного использования дополнительной априорной информации КВД.

В рамках предлагаемой методики с использованием основных принципов теории упругого режима фильтрации [7] рассматриваются четыре альтернативные модели, описывающие процесс восстановления забойного давления после остановки скважины: однородный пласт; зонально-неоднородный по фильтрационным свойствам пласт; трещиновато-пористый пласт; пласт с экраном и тектоническими нарушениями или литологическими неоднородностями.

При этом наименование моделей является в определенной степени условным. Каждая из них объединяет (описывает) целую группу геологических и гидродинамических ситуаций, характеризующихся однотипным характером восстановления давления в скважине.

Более детальная геолого-промысловая дискриминация моделей требует привлечения дополнительной информации на базе результатов ГИС и лабораторных исследований керна.

Так, например, группа моделей «однородный пласт» характеризуется незначительным изменением проницаемости пласта как по толщине, так и по простирацию и вязкости пластовых флюидов в пределах зоны дренирования скважины.

В рамках «зонально-неоднородного» пласта может быть описан процесс восстановления давления не только в случае действительного ухудшения проницаемости в призабойной зоне скважины, но и при выпадении в ней конденсата, приводящего к снижению фазовой проницаемости для газа, а также разгазирования нефти.

Особенности КВД для модели «трещиновато-пористого» пласта характерны также и для слоистых пластов со значительным изменением проницаемости по толщине. При этом, наряду с характерным временем распространения возмущений в пласте за счет сжимаемости пластовых флюидов и коллектора при снятии КВД, идентифицируется и

второе характерное время, аналогичное времени запаздывания в трещиновато-пористых пластах. Это время определяется величиной межпластовых или внутрискважинных перетоков между различными пропластками в пределах вскрытой толщины.

Наиболее широкий круг геолого-промысловых ситуаций охватывает модель с экранами. Во-первых, многообразна геометрия самих тектонических нарушений и литологических неоднородностей (полубесконечный пласт, полоса, клин, линза и т.д.). Кроме того, аномалии КВД типа «непроницаемый экран» могут быть вызваны чисто гидродинамическими причинами, например, влиянием границы газ–жидкость. В каждом конкретном случае требуется дополнительная геолого-промысловая информация, чтобы уточнить, какая именно из возможных ситуаций реализовалась в рамках данного типа модели.

Принципиальной особенностью разработанной методики является то, что при обработке КВД происходит предварительный выбор перечисленных выше альтернативных моделей. После чего КВД обрабатывается соответствующими методами. В качестве основного метода выбора моделей используется подход, опирающийся на расчет и анализ так называемых детерминированных моментов текущей депрессии на пласт в процессе снятия КВД.

На основании аналитических исследований установлено, что для заданной кривой восстановления давления существует безразмерный диагностический коэффициент, который может служить в качестве диагностического критерия при выборе альтернативных фильтрационных моделей: однородный пласт, неоднородный пласт с ухудшенной проницаемостью прискважинной зоны, трещиновато-пористый пласт (или пласт с межпластовыми перетоками) и пласт с тектоническими нарушениями или литологическими неоднородностями [5]. При этом значение диагностического коэффициента зависит только от имеющего место типа модели и не зависит от конкретных значений фильтрационно-емкостных параметров пласта (толщина, пористость, проницаемость, насыщенность), физико-химических свойств насыщающих флюидов (вязкость, сжимаемость и пр.), а также технологического режима работы скважины до остановки. Устойчивость диагностического показателя по отношению к конкретным параметрам, определяющим КВД, делает его наиболее информативным критерием для дискриминации типа модели.

Наряду с процедурой выбора моделей были получены аналитические зависимости для расчетных схем определения неизвестных фильтрационных и геометрических параметров рассматриваемых моделей методом детерминированных моментов текущей депрессии.

Для расчета фильтрационных и геометрических характеристик пласта в рамках модели с «нарушениями» используются метод отраженных источников-стоков и модифицированный метод совмещения расчетных КВД с фактическими [4].

Решение обратной задачи фильтрации нефти и газа в пластах, осложненных экранами, сводится к идентификации многопараметрических моделей. В связи с этим был проведен анализ точности и устойчивости предлагаемой методики к возможным погрешностям в исходной промысловой информации, который позволил сделать вывод о достаточной надежности определения фильтрационных и геометрических характеристик пласта указанным интегральным методом [8]. В то же время для получения необходимой информации о геометрических параметрах залежи определяющее значение имеют продолжительность работы скважины до остановки и время снятия КВД после остановки скважины [9].

Описанные выше факторы были обобщены и на случай притока флюида в скважину после остановки и связывают искомые фильтрационные параметры с детерминированными моментами текущей депрессии и притока (в рамках предположения об экспоненциальном характере затухания притока в скважину после ее остановки).

В то же время в силу того, что выбранные альтернативные модели не могут вполне адекватно описывать реальную геолого-промысловую ситуацию, а замеры забойного давления производятся с определенной погрешностью, расчетное значение диагностического критерия может отличаться от соответствующих величин, полученных теоретическим путем.

Поэтому выбор наиболее адекватной модели проводится с привлечением ряда дополнительных диагностических показателей.

Основная идея такого подхода заключается в следующем. Дискриминация моделей проводится в два этапа. На первом этапе (предварительном) анализируются общие геометрические особенности КВД (характер выпуклости в полулогарифмических координатах, продолжительность выхода КВД на прямолинейный участок, возможность выделения на полулогарифмической трансформанте нескольких прямолинейных участков

с различными тангенсами углов наклона), в результате чего выбираются модели, не противоречащие общим геометрическим особенностям КВД.

На втором этапе проводится обработка КВД по расчетным формулам для каждой из оставшихся альтернативных моделей с применением как интегральных (детерминированные моменты), так и дифференциальных (метод касательных и др.) способов обработки. При этом в случае правильности выбранной модели расчетные характеристики, в силу теоретических предпосылок, должны удовлетворять определенным требованиям. Так, например, если КВД, интерпретированная по модели однородного пласта, действительно измерена в скважине, где не наблюдается значительное изменение гидропроводности по простиранию и толщине, соответствующее значение диагностического коэффициента должно быть близко к 2,18 [5]. Кроме того, в этом случае должны совпадать значения гидропроводности, определенные различными методами, а именно численные значения определенных фильтрационных параметров должны корреспондироваться в смысле максимальных и минимальных интервальных оценок с результатами промыслово-геофизических исследований и данными исследований керна.

Для оценки неувязки соответствующих теоретических и расчетных значений и, следовательно, степени адекватности анализируемой модели реальному процессу в методике и в программном обеспечении используются функции принадлежности. При полном совпадении теоретической и расчетной характеристик (или их расхождении, обусловленном только погрешностями измерений) функции принадлежности присваивается значение, равное 1, по мере возрастания неувязки ее значение монотонно убывает до нуля.

На основе функций принадлежности отдельных критериев формируется интегральная функция принадлежности, определяющая степень достоверности, с которой данная модель может быть принята в качестве базовой и наиболее полно отражающей условия фильтрации для данной КВД.

Конкретные закономерности изменения функций принадлежности для каждого диагностического критерия, использованные в данной методике, получены на основе многовариантных прямых расчетов и адаптации по данным промысловых исследований для различных регионов России.

В качестве общих диагностических критериев для всех альтернативных моделей использованы: безразмерный показатель, границы изменения гидропроводности, пьезопроводности, характерное время распространения возмущений, вариации гидропроводности, определенной дифференциальными и интегральными методами (методом детерминированных моментов). Кроме того, для моделей однородного и неоднородного пласта используется диагностический критерий притока флюида в скважину после остановки. Существо этого критерия заключается в оценке суммарного притока в скважину после остановки и сравнении его с максимально возможной величиной, равной непосредственно объему внутрискважинного пространства. Оценка величины притока по КВД проводится в рамках предположения об его экспоненциальном затухании.

Для моделей «трещиновато-пористого» пласта и пласта «с тектоническими нарушениями или литологической неоднородностью» используются некоторые дополнительные критерии, связанные с особенностью обработки КВД.

На этапе идентификации в качестве базовой выбирается модель, имеющая наибольшую величину интегральной функции принадлежности, а искомые фильтрационные и геометрические параметры пласта рассчитываются по методике базовой модели.

Разработанная методика и программное обеспечение позволяют существенно увеличить выход полезной информации без увеличения стоимости промысловых исследований. При этом оцениваются особенности зоны дренирования скважины, в частности, диагностируется состояние прискважинной зоны, выявляются границы пласта и трещиноватость.

Вышеизложенная методика в полной мере реализована в упомянутом выше программном комплексе «Интерпретатор-М».

В целом проанализированные и обобщенные результаты ГДИС позволили судить о кривых изменения давления в скважинах как важнейшего и надежного источника информации не только о фильтрационных параметрах пласта, но и об особенностях прискважинной и удаленной зон дренирования. При этом в рамках традиционных промысловых исследований скважин можно определить:

– ухудшенную прискважинную зону с оценкой ее радиуса и степени дефекта этой зоны относительно параметров пласта;

- границы пласта, их количество, взаимное расположение (пересекающиеся или параллельные) и расстояния до границ и точек их пересечения;

- аномалии фильтрации, присущие трещиновато-пористым пластам и наличие межпластовых перетоков.

В целом гидродинамические методы исследования скважин в совокупности с другими методами изучения геолого-физических особенностей продуктивных пластов существенно дополняют сведения о степени и характере их неоднородностей [2].

В результате выполненных исследований установлена информативность и высокая разрешающая способность КВД, КПД и КВУ, применительно к продуктивным коллекторам Песчаноозерского месторождения.

Из приведенных выше данных можно сделать следующее заключение:

- по 30 скважинам ГДИС проводились многократно, что позволило установить изменение фильтрационно-емкостных свойств пластов в динамике в процессе разработки месторождения;

- ФЕС продуктивных пластов значительно изменяются по площади и разрезу, что указывает на сложность и многопластовость месторождения;

- на основании результатов ГДИС были обоснованы и выбраны по конкретным скважинам геолого-технологические мероприятия для увеличения дебита жидкости (нефти) и повышения конечной нефтеотдачи пластов. Так, например, по 16 скважинам рекомендовано проведение кислотной обработки призабойной зоны;

- результаты ГДИС были использованы при разработке геолого-технологических моделей месторождения.

Таким образом, основные залежи Песчаноозерского месторождения по комплексу интерпретации гидродинамических исследований характеризуются как сложнопостроенные. В качестве моделей фильтрации диагностируются в основном пласты с ухудшенной прискважинной зоной – 115 исследований и однородные – 50 исследований.

Трещиновато-пористый пласт (или многопластовая система с перетоками) получены в 14 случаях, экранированные пласты – в 17 случаях.

В качестве возможных моделей диагностированы в основном однородные, зонально-неоднородные и трещиновато-пористые пласты.

Результаты выполненных исследований нашли свою реализацию при выдаче рекомендаций по повышению эффективности разработки Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения.

Мониторинг процесса разработки месторождения в течение около 30 лет позволил сделать вывод о том, что с начала промышленной эксплуатации месторождения имел место упругий режим разработки. Затем из-за неблагоприятной динамики пластового давления и несвоевременной организации системы ППД, а также в связи с низкой приемистостью нагнетательных скважин по причине особенностей ФЕС продуктивных пластов, режим разработки месторождения перешел на режим растворенного газа, а на отдельных участках месторождения – на гравитационный. Все эти факторы не могли не сказаться на результатах ГДИС, которые из-за многопластовости и особенностей геологического строения месторождения (неоднородность коллектора, линзовидность, многофазность пластовых флюидов), привели к неоднозначности и достаточно большому разбросу фильтрационных параметров пластов по площади и разрезу [10].

В целом, применение программного средства «Интерпретатор-М» для диагностики КВД позволило, несмотря на серьезные осложнения при разработке данного месторождения, оценить степень и характер изменения ФЕС пластов.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Исследование термодинамических свойств углеводородных смесей в околокритической области и моделирование гидротермодинамических, физико-химических и геомеханических процессов в геосредах с целью повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа», № АААА-А16-116030110081-2).

ЛИТЕРАТУРА

1. Блох С.С., Цыганков В.А., Алексеева Ю.В., Ефимова Г.Х., Андреева О.Я. Повышение эффективности разработки Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения на о. Колгуев [Электронный ресурс] // Актуальные проблемы нефти и газа: Науч. сет. изд. 2016. Вып. 3(15). 10 с. – Режим доступа: // www.oilgasjournal.ru (Дата обращения 30.05.2018 г.).

2. РД 153-39.0-109.01. Комплексование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго РФ, 2002. 76 с.

3. *Кульпин Л.Г., Капцанов Б.С., Басович И.Б.* Свидетельство № 2003610163 об официальной регистрации программы для ЭВМ «Автоматизированный комплекс по интерпретации КВД и КПД «Интерпретатор-М». 2002. 1 с.

4. *Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А.* Гидродинамические методы исследования нефтегазоносных пластов. М.: Недра. 1974. 200 с.

5. *Басович И.Б., Капцанов Б.С., Кульпин Л.Г., Кульпин Д.Л.* Методические основы и принципы построения математического и программного обеспечения комплексной обработки результатов гидродинамических исследований скважин на ЭВМ // Сб. научн. тр. ВНИПИморнефтегаз. М.: Изд. ВНИИОЭНГ. 1990. С. 126–137.

6. *Кульпин Л.Г., Бочаров Г.В.* Современные принципы компьютерной интерпретации гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2001. № 10. С. 60–62.

7. *Щелкачев В.Н.* Разработка нефтегазоносных пластов при упругом режиме. М.: Гостоптехиздат, 1959. 467 с.

8. *Капцанов Б.С., Кульпин Л.Г., Симонова Г.М.* Исследование точности определения фильтрационных и геометрических параметров пласта по кривым восстановления давления // Азербайджанское хозяйство. 1986. № 8. С. 14–17.

9. *Капцанов Б.С., Кульпин Л.Г., Симонова Г.М.* Оценка необходимого времени работы скважин при замере восстановления давления в пластах, осложненных границами. Технология и техника создания ПХГ в пористых средах // Сб. тр. ВНИИГаз. М., 1987. С. 218–222.

10. *Блох С.С., Ефимова Г.Х.* Особенности геологического строения и проблемы разработки нефтегазоконденсатного Песчаноозерского месторождения на о. Колгуев в Баренцевом море // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Материалы Всерос. науч. конф. М., 2017. С. 29–30.