

УДК 622.276.02:532.5(035)

АНАЛИЗ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НАСОСНЫХ СКВАЖИН ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ANALYSIS OF THE HYDRODYNAMIC STUDIES OF WELLS PUMPING OF VOSTOCHNO-SURGUTSKOE OIL FIELD

Петрушин Евгений Олегович

ведущий технолог по добыче нефти и газа.
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
Тел.: + 7(861) 233-84-30
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики.
Кубанский государственный
технологический университет
Тел.: + 7(861) 275-86-91
mereniya@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются цели и задачи, решаемые гидродинамическими методами; методы исследования насосных скважин; звукометрические методы определения уровня; технология исследования скважин методом КВУ. Показаны методы обработки результатов гидродинамических исследований насосных скважин. Приведена оценка области применимости метода Маскета. Описаны проблемы, связанные с уровневыми замерами.

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

Petrushin Evgeniy Olegovich

Leading oil and gas
production technologist.
JSC «Pechoraneft»
Ph.: + 7(861) 233-84-30
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straевич

Candidate of Technical Sciences,
Assistant professor of pulpit
applied mathematicians.
Kuban State University of Technology
Ph.: + 7(861) 275-86-91
mereniya@mail.ru

Annotation. The article addresses the objectives and tasks of hydrodynamic methods; research methods of pumping wells; methods for determining the sound-level; well testing technology by the level recovery curve. The methods of processing the results of hydrodynamic researches of pumping wells. The estimation of the area of applicability of the Muskat. It describes the problems related to the level measurements.

Keywords: hydrodynamic study, research methods of pumping wells, level recovery curve, pressure build-up curve, technology of study for wells, methods of processing of results, determining the filtration reservoir parameters.

Цели и задачи, решаемые гидродинамическими методами

Решение прямой и обратной задач подземной гидродинамики является основной целью проведения гидродинамических исследований. *Прямая задача* состоит в определении давления в произвольной точке пласта по известным коллекторским и геометрическим параметрам при работе скважины с дебитом, изменяющимся по заданному закону. *Обратная задача* подземной гидродинамики состоит в определении коллекторских свойств и геометрических параметров пластов по кривым изменения дебита и давления, измеренных при исследованиях.

Важнейшей отличительной особенностью гидродинамических исследований скважин является то, что они позволяют определять фильтрационно-ёмкостные свойства пласта непосредственно в процессе фильтрации флюидов, т.е. в условиях, соответствующих рабочим условиям его разработки.

По данным ГДИС определяется состояние призабойной зоны скважины (скин-фактор) и создаётся *модель пластовой фильтрационной системы* (МПФС). МПФС является комплексным динамическим понятием, которое постоянно изменяется и уточняется по мере бурения новых скважин и получения новой информации о процессе разработки залежи в зоне дренирования. Таким образом, целью ГДИС является по-

лучение информации о динамических фильтрационных характеристиках пласта для создания детерминированной МПФС, адекватной реальному пласту. Для уточнения МПФС также используются промысловые геолого-геофизические и лабораторные исследования PVT (физики пласта).

При помощи гидродинамических исследований скважин осуществляется решение следующих задач:

- 1) измерение дебитов (приёмистости) скважин и определение природы флюидов и их физических свойств;
- 2) измерение и регистрация во времени забойных и пластовых давлений, температур, скоростей потоков и плотности флюидов;
- 3) определение (оценка) МПФС и параметров пластов:
 - гидропроводности в призабойной и удалённых зонах пласта, проницаемости и пьезопроводности пласта, скин-фактора (фильтрационных сопротивлений) и коэффициентов продуктивности скважин;
 - пространственного распределения коллекторов, типа пласта коллектора (его деформационных свойств), положения экранов, сбросов и границ (зон пласта), взаимодействия скважин;
 - распределения давления в пласте, типов фильтрационных потоков и законов фильтрации в пласте и других параметров – по результатам обработки и интерпретации данных измерений и регистрации давлений и дебитов различными типами и видами ГДИС;
- 4) оценка полученных результатов, т.е. проверка на адекватной МПФС исходных и замеренных данных; адаптация МПФС по результатам исследований.

Различают ГДИС на *установившихся режимах фильтрации* (метод снятия индикаторных диаграмм (ИД)) и на *неустановившихся режимах* (КПД-КВД в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, КВУ, гидропрослушивание, импульсные методы, экспресс-методы, например, с помощью пластоиспытателей, одновременное исследование групп скважин, исследования скважин без остановок и др.). За последние годы были разработаны новые методы определения характерных особенностей и параметров сложнопостроенных залежей, горизонтальных скважин, трещиноватых коллекторов – на основе теоретических разработок по учёту влияния ствола скважины и скин-фактора, использования диагностических билогарифмических графиков КВД и производных давления, широкого использования компьютерных технологий с соответствующим математическим обеспечением, применения глубинных высокоточных манометров и комплексов «второго» поколения и т.д.

На современном этапе существует проблема исследования скважин *метрологическим способом*, основанном на теории КВД. Это связано с тем, что большинство месторождений России, работавших на истощение, в настоящее время находятся на завершающем периоде их разработки и, как следствие, основная часть эксплуатационного фонда представлена насосными скважинами. Малый процент исследований с помощью глубинных приборов, практически применяемый только на фонтанирующих и нагнетательных скважинах, подчёркивает актуальность проведения исследований методом снятия кривой восстановления уровня.

Методы исследования насосных скважин

Исследования скважин на установившихся режимах фильтрации методом установившихся отборов обычно применяются на фонтанирующих объектах. Суть метода состоит в последовательном циклическом и неоднократном изменении забойного давления в исследовательской скважине и получении стабильного дебита при установившемся давлении. На каждом вновь установившемся режиме значения дебита и забойного давления фиксируются, и на основе этих данных строятся индикаторные диаграммы. Данными методами можно определить не только коэффициент продуктивности скважины, но и установить свойства жидкости, газа и горных пород, оценить проявления нелинейной фильтрации, неньютоновских свойств жидкости и деформации коллектора.

Возможны исследования методом установившихся отборов и на добывающих скважинах, оснащённых глубинными насосами и работающих с постоянными дебитами и забойными давлениями. Изменение режима работы скважины производится путём штуцирования выкидной линии, либо изменением числа качаний станка-качалки, длины хода штока (ШГН), либо посредством частотного преобразователя (ЭЦН). На каждом режиме измеряется дебит и забойное давление. Осуществить спуск глубинного прибора для замера давления непосредственно на забое механизированной добывающей скважины без проведения ТРС не представляется возможным, поэтому забойное давление определяют расчётным путём по известному (замеренному) динамическому уровню. Технология измерения расстояния до уровня жидкости в скважине описана ниже. Условность метода установившихся отборов при исследовании механизированных скважин заключается как в пересчёте уровня на забойное давление, так и в определении некоторых параметров, необходимых для вычисления гидропроводности или проницаемости пласта по коэффициенту продуктивности. Этими параметрами являются радиус контура питания, радиус скважины, дополнительные фильтрационные сопротивления. Вычисления дополнительных сопротивлений, радиуса контура питания и скважины проводятся в значительной степени условно. Сделанные при этом допущения отражаются на определяемых параметрах. В этом отношении все методы, основанные на теории установившегося состояния, являются до некоторой степени условными.

Методы исследования скважин, основанные на теории неустановившейся фильтрации жидкости в пласте, не имеют таких недостатков и позволяют определять параметры пласта (в частности, гидропроводность) без предварительного определения радиуса скважины, контура питания и коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений. Исследования скважин при неустановившихся режимах фильтрации предполагают изучение зависимости изменения забойного давления от времени при переходе от одного стационарного состояния к другому. Полученная в результате зависимость между изменением давления на забое скважины от времени называется *кривой восстановления давления* (КВД). В случае механизированной скважины прослеживается изменение положения уровня жидкости в затрубном пространстве, полученная кривая носит название *кривой восстановления уровня* (КВУ).

Методом прослеживания за уровнем жидкости в стволе скважины можно также оценить связь между скважинами, дренирующими один коллектор. Метод исследования пластов по взаимодействию скважин называется *гидропрослушиванием*. Данный метод позволяет оценить гидродинамическую связь между скважинами по пласту, выявить непроницаемые границы, определить средние значения гидропроводности и пьезопроводности пласта между исследуемыми скважинами и оценить степень участия матрицы трещиновато-пористого коллектора в разработке. Гидропрослушивание входит в комплекс методов изучения геолого-географических характеристик нефтегазовых месторождений согласно РД 153-39.0-109-01.

Метод гидропрослушивания заключается в наблюдении за изменением давления в одной скважине при создании возмущения в другой. В случае исследования скважин механизированного фонда наблюдение ведётся за изменением положения уровня. Обычно исследуется пара скважин – одна нагнетательная и одна добывающая при условии неизменности установившегося режима работы соседних скважин на период исследований, не участвующих в исследовании. Можно также проследить за реакцией одной добывающей скважины при возмущении другой добывающей скважины (пуск-остановка в возмущающей и регистрация уровня в реагирующей скважине).

Звукометрические методы определения уровня

Осуществлять контроль за пластовыми и забойными давлениями механизированных добывающих скважин возможно методами, основанными на прослеживании за динамическим и статическим уровнями столба жидкости и последующем расчёте давления в скважине. Давление рассчитывается при известной плотности ρ и высоте столба жидкости H по формуле:

$$P = \frac{\rho \cdot H}{102}, [\text{МПа}]. \quad (1)$$

В данном виде формула применима для расчёта давления в скважине, заполненной однофазным флюидом (например, водой) и не отражает полную схему расчёта забойного давления в механизированной скважине, в стволе которой флюид находится в трёхфазном состоянии (нефть, газ, вода) в различных сочетаниях. Модели и схемы расчёта давления на забое насосной скважины представлены ниже.

Высоту столба жидкости определяют как разность между отметкой, например, кровли пласта, и расстоянием от устья скважины до уровня жидкости в ней. Коэффициент продуктивности определяется по кривой восстановления уровня.

Расстояние до уровня жидкости в скважине определяют при звукометрических исследованиях *волнометрированием* или *эхометрированием*. Они отличаются друг от друга техникой создания звуковой волны. Однако в обоих случаях определяется время прохождения звуковой волны от устья до уровня жидкости в скважине. Произведение скорости распространения звуковой волны в газовой среде на время прохождения равно расстоянию до уровня жидкости.

Применяемые в нефтепромысловой практике уровнемеры обеспечивают измерение времени прохождения звуковой волны до уровня жидкости в скважине с достаточно высокой точностью. Скорость звука в газе изменяется в широких пределах в зависимости от состава газа и его термодинамических параметров, и неточное знание её может привести к значительным погрешностям в определении расстояния до уровня жидкости и, следовательно, давления в скважине.

Большинство исследователей исходят из представления о зависимости скорости звука от давления и используют это при проведении практических измерений. В действительности скорость распространения звуковой волны зависит от показателя адиабаты, температуры, плотности и состава газа, которые в свою очередь могут меняться в зависимости от давления газа в межтрубном пространстве скважины.

Одним из наиболее применимых методов определения скорости звука в газе межтрубного пространства является *расчётный метод*.

Скорость звуковых волн в реальных газах при условиях, близких к нормальным, с достаточной точностью может быть рассчитана по формуле, применимой к идеальным газам:

$$V_{зв} = 100 \cdot \sqrt{\frac{9,8 \cdot \gamma \cdot R \cdot T}{M}}, [\text{м/с}] \quad (2)$$

где $\gamma = \frac{C_p}{C_v}$ – показатель адиабаты; C_p , C_v – теплоёмкости газа при различных условиях; R – универсальная газовая постоянная; T – температура; M – молекулярная масса газа.

Пользуясь данным уравнением, можно получить значения скорости звука как для отдельных газов, так и для их смеси (нефтяной попутный газ).

При *трубном методе* измерения скорости звука к волномеру дополнительно подсоединяют трубу (например, НКТ) или шланг высокого давления с запорным устройством на концах и проводят замену воздуха затрубным газом. Длина трубы тщательно измеряется. При закрытой межтрубной задвижке после возбуждения волномером акустического импульса в трубе устанавливается затухающая стоячая волна. На длине трубы укладывается половина длины волны, период её определяется длиной трубы. Сразу же после возбуждения акустического импульса включается регистратор и производится запись установившейся акустической волны.

Далее, определив период одного колебания, вычисляют скорость звука по формуле:

$$V_{зв} = \frac{\lambda}{t} = \frac{2 \cdot \ell}{t}, \quad (3)$$

где λ – длина стоячей волны в трубе; t – период колебания волны; ℓ – длина трубы.

При использовании *метода реперов* межтрубное пространство скважины оборудуется специальными отражателями – реперами, глубина установки которых точно известна. Для получения надёжного отражённого сигнала от репера сечение межтрубного пространства должно быть перекрыто на 60–70 %. Конструктивно реперы представляют собой отрезки трубы несколько большего диаметра, чем НКТ, и устанавливаются на муфтах НКТ при текущем ремонте скважин. Скорость звука определяется по формуле:

$$V_{зв} = \frac{2 \cdot H_{реп}}{t}, \quad (4)$$

где $H_{реп}$ – глубина установки репера; t – измеренное регистратором время прохождения сигнала до репера.

При выборе метода определения скорости импульса давления в межтрубном пространстве скважин необходимо точное знание компонентного состава газа, а также его температуры и давления в конкретной скважине. Перечисленные параметры могут изменяться при заполнении трубы газом (трубный метод) и стравливания его в атмосферу для создания акустического импульса в каждой отдельно взятой скважине.

В области низких давлений скорость звука в газе межтрубного пространства практически не зависит от давления.

Скорость звука в газе при прочих равных условиях зависит от температуры. Поэтому при использовании трубного и других поверхностных методов необходимо проводить теплоизоляцию трубы и не допускать значительных утечек или поступлений газа, вызывающих изменение его температуры.

Скорость звука в газе существенно зависит от его компонентного состава, т.е. от соотношения $\frac{\gamma}{M}$. Игнорирование требования учёта состава газа увеличивает погрешность до 10 %.

Для достижения наиболее точных результатов звукометрических исследований желательно определять скорость звука во всех скважинах при каждом звукометрическом измерении.

Учёт состава газа, его температуры и давления наиболее полно и достаточно просто реализуется в *прямом (инструментальном) методе* измерения скорости звука в газе межтрубного пространства любой скважины с применением датчиков на основе газовых акустических резонаторов. Акустический резонатор представляет собой трубу постоянного сечения, закрытую с обоих концов жёсткими стенками. При длине трубы ℓ резонансная частота f для n -ой гармоники определяется скоростью звука $V_{зв}$ в газе, заполняющем резонатор:

$$f = \frac{V_{зв}}{2 \cdot \ell \cdot n}. \quad (5)$$

При заполнении трубы газом межтрубного пространства скважины скорость звука, определённая по этой формуле, будет учитывать реальные свойства газа для данной скважины, а погрешность измерения будет определяться температурой и влажностью окружающей среды, а также конструктивными особенностями резонансных датчиков.

Таким образом, для повышения точности звукометрических исследований необходимо использовать исследовательские комплексы, позволяющие определять скорость звука в каждой скважине с соблюдением условий, характерных именно для этой

скважины. Существующая теория газовых акустических резонаторов позволила создать портативное устройство «Резонанс», позволяющее проводить прямые высокоточные замеры скорости звука в газе затрубного пространства добывающей скважины. При малых габаритах прибор позволяет достаточно полно компенсировать составляющие погрешности и достичь высокой точности измерения скорости звука с учётом реальных свойств среды затрубного пространства.

При проведении сложных нетрадиционных гидродинамических исследований методом волнометрирования с научными целями необходимо использовать наиболее точный способ определения скорости импульса давления – *моделирование*. Отличие этого метода от других методов определения скорости звука в затрубном пространстве заключается в возможности решать поставленные задачи в более широком диапазоне. При моделировании возможно задавать произвольные значения температуры, давления, количественных соотношений компонентов газа. К тому же метод моделирования применим для скважин с любым способом эксплуатации, в то время как реперный метод (без усложнения конструкции репера) может применяться только на скважинах, оснащённых УШГН, а трубный метод является довольно трудоёмким и дорогостоящим при значительном фонде добывающих скважин.

Существует также *способ расчёта забойного давления*, позволяющий исключить такой фактор, как скорость звука. Метод основан на использовании телеметрических систем (ТМС), смонтированных на погружных электроцентробежных насосах (ЭЦН). При их использовании давление замеряется на приёме насоса и далее пересчитывается на забой. Однако у такого подхода тоже существуют недостатки. Во-первых, ТМС имеют высокую стоимость, во-вторых, эти системы можно использовать только в скважинах, оборудованных ЭЦН, поскольку передача информации осуществляется по силовому кабелю двигателя насоса.

Для проведения исследований методом регистрации КВД глубинным манометром в механизированной скважине необходимо применить сложную и дорогостоящую технологию. В частности, для снятия КВД в механизированной скважине необходимо провести текущий ремонт скважины (ТРС) по извлечению насосной установки и спуску колонны НКТ, затем спустить на забой скважины глубинный прибор и при помощи компрессора отжать уровень в затрубном пространстве. Далее необходимо стравить газ из затрубного пространства, создав депрессию на пласт. После этого нужно провести ТРС по установке насосного оборудования и освоить скважину. Очевидно, что данный способ проведения исследований довольно трудоёмкий, требует значительных материальных и временных затрат.

Таким образом, метрологически обоснованный метод гидродинамических исследований – метод КВУ – является наиболее приемлемым для исследований скважин механизированного фонда, так как обеспечивает экономию средств и времени за счёт исключения двух ТРС, суточной работы компрессора и уменьшения потерь добычи нефти при простое скважины.

Технология исследования скважин методом КВУ

Непосредственно перед снятием КВУ необходимо измерить дебит скважины и отобрать поверхностную пробу жидкости для определения обводнённости продукции. Затем измеряют величину затрубного давления на устье скважины и не менее трёх раз определяют динамический уровень до получения стабильного значения (в случае небольшого расхождения значения осредняются).

После остановки скважины измеряют изменение затрубного устьевого давления и динамического уровня. Положения уровня фиксируются через каждые 5 минут первые полчаса, затем через 15 минут в течение 1,5–2,0 часов и затем до статического положения уровня и восстановления давления до пластового с дискретностью прибора 20–30 минут.

По результатам замеров уровней и устьевых давлений оператором составляется таблица 1, в которой для времени $\tau = 0$ указывается величина динамического уровня.

Таблица 1 – Промысловые результаты

t , час, мин.	τ , мин.	$H_{\text{дин}}$, м	$P_{\text{уст}}$, атм.	$H_{\text{дин.привед.}}$, м
1	2	3	4	5

В столбце 5 указан приведённый динамический уровень – это динамический уровень, рассчитанный с поправкой на изменение устьевого давления после остановки скважины. При росте устьевого давления на величину ΔP от динамического уровня необходимо отнять величину

$$\Delta H = \frac{10 \cdot \Delta P}{\gamma_{\text{см}}}, \text{ м} \quad (6)$$

где $\gamma_{\text{см}}$ – удельный вес добываемой жидкости в скважинных условиях, определяется с учётом обводнённости продукции по формуле:

$$\gamma_{\text{см}} = \gamma_{\text{н.пл}} + n \cdot (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н.пл}}), \text{ г/см}^3 \quad (7)$$

где $\gamma_{\text{н.пл}}$ – удельный вес нефти в пластовых условиях; $\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес пластовой воды; n – обводнённость продукции, доли ед.

Методы обработки результатов гидродинамических исследований насосных скважин

Определение забойного и пластового давления по данным устьевых замеров

Нефтяные месторождения Западной Сибири разрабатываются наклонно-направленными скважинами, поэтому при определении забойного и пластового давлений нужно брать поправку на удлинение ствола скважины.

При определении депрессии рассчитывается давление столба жидкости от динамического до статического уровня (приведённого к вертикали), к которому добавляется разница величин давления на устье при замере статического и динамического уровней, т.е. разница пластового и забойного давлений с учётом устьевого. Забойное давление можно определить по формуле:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{у.дин}} + \frac{(H_1 - l_1) - (h_{\text{дин}} - l_2)}{10} \cdot \gamma_{\text{н.пл}} + \frac{(H_{\text{ВНК}} + \text{Alt}) - (H_1 - l_1)}{10} \cdot \gamma_{\text{ж}}^*, \text{ атм.}$$

где $h_{\text{дин}}$ – динамический уровень, м; $P_{\text{у.дин}}$ – давление в затрубном пространстве, замеренное на устье при работе скважины, атм.; H_1 – глубина подвески насоса, м; l_1 – удлинение от устья до глубины подвески насоса, м; l_2 – удлинение от устья до динамического уровня, м; Alt – альтитуда устья, м; $\gamma_{\text{н.пл}}$ – удельный вес нефти в пластовых условиях, г/см³; $\gamma_{\text{ж}}^*$ – удельный вес жидкости от насоса до ВНК, г/см³.

В скважине, в которой перед остановкой на восстановление уровня до статического был замерен динамический уровень, пластовое давление можно определить по формуле:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{у.см}} + \frac{(H_1 - l_1) - (h_{\text{дин}} - l_2)}{10} \cdot \gamma_{\text{н.пл}} + \frac{(H_{\text{ВНК}} + \text{Alt}) - (H_1 - l_1)}{10} \cdot \gamma_{\text{ж}}^* + \frac{(h_{\text{дин}} - h_{\text{см}}) - (l_2 - l_3)}{10} \cdot \gamma_{\text{см}}, \quad (9)$$

где $h_{\text{см}}$ – статический уровень, м; $P_{\text{у.см}}$ – давление на устье скважины с восстановленным статическим уровнем (пластовым давлением), атм.; $\gamma_{\text{см}}$ – удельный вес жидкости в скважинных условиях, определяется по формуле (7).

При расчёте давлений по формулам (8) и (9) принято, что при дебитах до $90 \text{ м}^3/\text{сут.}$ в стволе безводной скважины от насоса до забоя находится столб воды, а выше – безводная нефть.

Более точно забойные и пластовые давления можно рассчитать, используя модель ствола скважины, предложенную ВНИИнефть [1], рассматривающую распределение пластового флюида по следующей схеме (рис. 1):

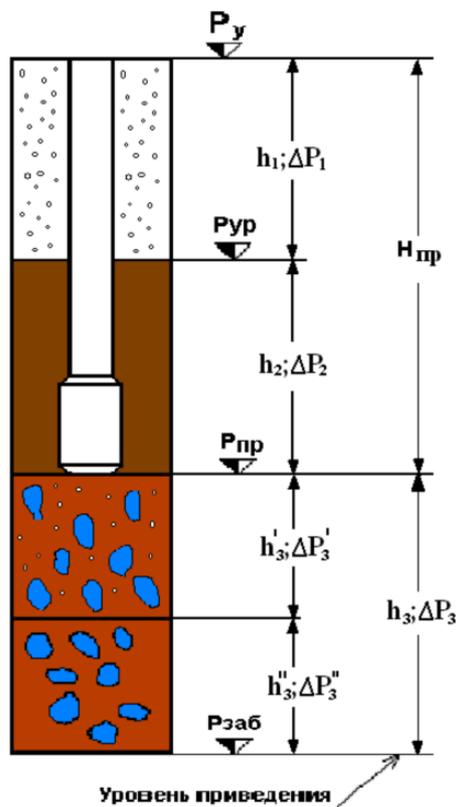


Рисунок 1 – Модель распределения флюида в стволе механизированной скважины

- от забоя до точки, в которой давление соответствует давлению насыщения, находится водонефтяная дисперсионная среда с растворённым газом;
- пространство от точки с давлением, соответствующим давлению насыщения, до приёма насоса заполнено двухфазной жидкостью со свободным газом;
- от приёма насоса до раздела фаз «газ – жидкость» находится безводная нефть со свободным газом;
- от уровня раздела фаз «газ – жидкость» до устья – свободный газ.

Величина забойного давления в этом случае определяется по формуле:

$$P_{заб} = P_y + \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_{тр}, \quad (10)$$

где P_y – избыточное давление на устье (в затрубном пространстве); ΔP_1 – перепад давления, создаваемый весом столба газа в кольцевом пространстве h_1 ; ΔP_2 – перепад давления, создаваемый весом газонефтяной смеси в кольцевом пространстве в интервале h_2 (от динамического уровня до приёма насоса); ΔP_3 – перепад давления, создаваемый весом нефтеводогазовой смеси в интервале h_3 ; $\Delta P_{тр}$ – гидравлические потери на трение в интервале h_3 .

$$\Delta P_3 = \Delta P_3' + \Delta P_3''; \quad (11)$$

$$\Delta P_3' = P_{нас} - P_{пр}, \quad (12)$$

где $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом; $P_{пр}$ – давление на приёме насоса; $\Delta P''_3$ – перепад давления, создаваемый весом столба водонефтяной смеси в интервале h''_3 от уровня начала разгазирования ($P = P_{нас}$) до уровня приведения; $\Delta P'_3$ – перепад, создаваемый весом столба нефтегазовой смеси в интервале h'_3 от приёма насоса до уровня начала разгазирования нефти.

Перепад давления ΔP_1 рассчитывается по барометрической формуле с использованием данных об устьевом давлении (P_y), температуре на забое ($t_{заб}$) и устье (t_y) и относительной плотности газа в затрубном пространстве (полученной при стандартном разгазировании нефти).

Перепады ΔP_2 , $\Delta P'_3$ и $\Delta P''_3$ рассчитываются по гидростатической формуле с учётом зависимости плотности нефти, воды и газа от давления и температуры, а также относительной скорости движения фаз в стволе скважины.

В этих расчётах величины высотных интервалов (h_1 , h_2 , h'_3 , h''_3) с целью исключения влияния кривизны ствола скважины приводятся к вертикали.

Потери на трение ($\Delta P_{тр}$) рассчитываются в интервале h_3 . Практически во всём диапазоне встречающихся на практике случаев эта величина очень мала. Для её расчёта рекомендуется использовать приближённую формулу

$$\Delta P_{тр} = 4 \cdot 10^{-18} \cdot \frac{Q_{см}^2 \cdot h_3^* \cdot \gamma_{см}}{D^5}, \text{ [Мпа]} \quad (13)$$

где $Q_{см}$ – средний объёмный расход нефтегазовой смеси в интервале h_3^* , м³/сут.; h_3^* – разность глубин между точкой приведения и приёмом насоса (с учётом кривизны ствола), м; $\gamma_{см}$ – удельный вес нефтегазовой смеси в интервале h_3^* , кг/м³; D – диаметр обсадной колонны, м.

Основное расчётное уравнение для определения пластового давления имеет вид, аналогичный (10):

$$P_{пл} = P_y + \Delta P_1 + \Delta P_H + \Delta P_e, \quad (14)$$

где ΔP_H – перепад давления, создаваемый весом столба нефти; ΔP_e – перепад давления, создаваемый весом столба воды. Остальные обозначения те же, что в формуле (10).

Перепады ΔP_H и ΔP_e определяются по гидростатической формуле

$$\Delta P_H = 10^{-6} \cdot h_H \cdot \gamma_{H.ср} \text{ и } \Delta P_e = 10^{-6} \cdot h_e \cdot \gamma_{e.ср}, \quad (15)$$

где h_H и h_e – соответственно вертикальные проекции столбов нефти и воды в стволе скважины; $\gamma_{H.ср}$ и $\gamma_{e.ср}$ – средний удельный вес нефти и воды соответственно.

Количественные оценки объёмов нефти, воды, свободного газа и их плотностей для расчёта h_H , h_e , $\gamma_{H.ср}$ и $\gamma_{e.ср}$ производятся в работающей скважине непосредственно до её остановки для замера статического уровня, т.е. в процессе расчёта забойного давления по данным измерения динамического уровня.

Определение технологических параметров скважины и фильтрационных параметров пласта по КВУ

Обработка результатов исследований по устьевым замерам уровня жидкости предполагает определение коэффициента продуктивности скважины, гидропроводно-

сти, подвижности и проницаемости пласта. Точно определив статический и динамический уровень, по формулам (8–14) можно рассчитать пластовое и забойное давление, разность между которыми даст значение депрессии на пласт. Зная дебит скважины до остановки, коэффициент продуктивности определяется как отношение дебита к депрессии.

Регистрируя изменение уровня во времени, также можно определить коэффициент продуктивности, гидропроводность и даже степень засорённости призабойной зоны скважины. Наиболее распространёнными методами обработки КВУ являются *дифференциальный, интегральный и метод наилучшего совмещения*. В основе этих методов лежит приближённое решение уравнения Маскета:

$$P(t) = P_{пл} - \Delta P \cdot \exp\left(-\frac{K \cdot \rho \cdot g \cdot t}{F}\right), \quad (16)$$

где K – коэффициент продуктивности; ρ – плотность флюида; F – площадь поперечного сечения НКТ; g – ускорение свободного падения; $\Delta P = P_{пл} - P_{заб(о)}$ – депрессия на пласт; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{заб(о)}$ – забойное давление в момент остановки насоса.

После преобразований уравнение (16) примет вид:

$$\ln(H_{см} - H(t)) = \ln(H_{см} - H_о) - \alpha \cdot t, \quad (17)$$

где $H_{см}$ – статический уровень; $H(t)$ – динамический уровень; $H_о$ – динамический уровень в начальный момент времени.

Из выражения (17) следует, что кривая прослеживания, построенная в координатах $\left[\ln \frac{(H_{см} - H(t))}{(H_{см} - H_о)} - t \right]$, будет иметь вид прямой линии с угловым коэффициентом α .

Исходя из этого, определяют коэффициент продуктивности:

$$K = \frac{\text{tg } \alpha \cdot F}{\rho \cdot g}. \quad (18)$$

Статический уровень определяется по преобразованной кривой путём графического подбора. Так как кривая восстановления уровня в координатах Маскета имеет вид прямой линии, то коэффициент корреляции в каждой её точке равен единице, поэтому статический уровень подбирается таким образом, чтобы квадрат коэффициента корреляции Пирсона был как можно ближе к единице. Получив последнюю точку на графике, которой соответствует значение статического уровня, определяется коэффициент продуктивности.

Гидропроводность пласта определяется по известной формуле Дююю

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = 1,84 \cdot K \cdot b \cdot \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C \right), \quad (19)$$

где b – объёмный коэффициент нефти; R_k – радиус контура питания; r_c – радиус скважины (по долоту); C – коэффициент несовершенства скважины.

Проницаемость пласта определяется из формулы гидропроводности

$$k = \frac{\xi \cdot \mu}{h}. \quad (20)$$

Недостатком при определении коэффициента продуктивности по методу Маскета является невысокая его точность при обработке недовосстановленных кривых (уровень в скважинах, дренирующих низкопроницаемые коллектора, может восстанавли-

ваться до нескольких недель), а также допущение, что пласт имеет установившееся распределение давления с начала получения продукции (что требует в сущности несжимаемой жидкости).

Дифференциальный и интегральный метод являются графоаналитическими – они позволяют перестраивать кривую восстановления уровня в индикаторную диаграмму, анализировать её форму и определять коэффициент продуктивности. Метод наилучшего совмещения заключается в подборе неизвестных параметров (коэффициента продуктивности и пластового давления) таким образом, чтобы фактическая кривая прослеживания совместилась наилучшим образом с кривой, рассчитываемой по уравнению Маскета.

Методы определения коэффициента продуктивности, основанные на уравнении Маскета, опираются на теорию упругого режима фильтрации в неограниченном пласте.

Существует также метод определения коэффициента продуктивности и его уменьшения в результате засорения прискважинной зоны пласта, в основе которого лежат результаты теории замкнуто-упругого режима фильтрации в ограниченном пласте [2].

Работающая скважина создаёт вокруг себя воронку депрессии. Если при этом отобрана доля упругого запаса, равная $\frac{1}{\ln\left(\frac{S}{\pi \cdot r_c^2}\right)}$, то с учётом пустого объёма скважи-

ны, который заполняется при восстановлении уровня жидкости, дефицит упругого запаса жидкости Q определяется по формуле:

$$Q = \left(\frac{S \cdot h \cdot \beta}{\ln\left(\frac{S}{\pi \cdot r_c^2}\right)} + \frac{2,5 \cdot \pi \cdot (D^2 - d^2) \cdot b}{\rho_H} \right) \cdot (P_{пл} - P_{заб}), \quad (21)$$

где S – площадь зоны дренирования; h – эффективная толщина пласта; β – упругоёмкость пласта; r_c – радиус скважины; D – внутренний диаметр обсадной колонны; d – наружный диаметр НКТ; b – объёмный коэффициент; ρ_H – плотность сепарированной нефти, т/м³; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{заб}$ – забойное давление.

Формула (20) справедлива при незасорённости пласта и сохранении его природной продуктивности. Засорение прискважинной зоны приводит к уменьшению упругого запаса жидкости, причём если $K = \frac{K_n}{v \cdot D}$, где K и K_n – соответственно фактический и природный коэффициенты продуктивности, а v и D – коэффициенты снижения продуктивности при эксплуатации и при бурении соответственно, то формуле (20) соответствует формула

$$Q = \left(\frac{S \cdot h \cdot \beta}{v \cdot D \cdot \ln\left(\frac{S}{\pi \cdot r_c^2}\right)} + \frac{2,5 \cdot \pi \cdot (D^2 - d^2) \cdot b}{\rho_H} \right) \cdot (P_{пл} - P_{заб}). \quad (22)$$

Текущий дебит добывающей скважины равен

$$q = \frac{K \cdot b \cdot (p_{пл} - p_{заб})}{\rho_H}. \quad (23)$$

Из результатов теории замкнуто-упругого режима фильтрации в ограниченном пласте следует формула

$$q = q_o \cdot e^{-I_o \cdot t}; \quad I_o = \frac{q_o}{Q_o}, \quad (24)$$

где q_o и Q_o – соответственно дебит и дефицит упругого запаса нефти перед остановкой скважины на исследование.

Если забойное давление в течение длительного периода времени перед остановкой скважины не снижалось ниже давления насыщения, то согласно (21)–(23) справедливо

$$P(t) = P_{пл} - (P_{пл} - P_o) \cdot e^{-I_o \cdot t}; \quad (25)$$

$$I_o = \frac{K \cdot D \cdot b \cdot \ln\left(\frac{S}{\pi \cdot r_c^2}\right)}{\rho_H \cdot S \cdot h \cdot \beta + 2,5 \cdot \pi \cdot D \cdot b \cdot (D^2 - d^2) \cdot \ln\left(\frac{S}{\pi \cdot r_c^2}\right)},$$

причём

$$K = \frac{q_o}{\rho_{пл} - \rho_{заб}}. \quad (26)$$

Уровень жидкости в остановленной скважине со временем приближается к величине h_{cm} – приведённому статическому уровню, тогда по гидростатической формуле

$$\rho_{пл} = \frac{(H_{пл} - h_{cm}) \cdot \rho_c}{10}, \quad (27)$$

где $H_{пл}$ – глубина залегания пласта; ρ_c – плотность жидкости в скважине.

Из (24)–(26) следует соотношение

$$h = (h_o - h_{cm}) \cdot e^{-I_o \cdot t} + H_{пл}. \quad (28)$$

Для двух различных моментов времени t_1 и t_2 и соответствующих значений уровня жидкости h_1 и h_2 из (27) получим уравнение относительно h_{cm}

$$h_{cm} = \frac{h_o - (h_2 - h_o)}{\left(\frac{h_1 - h_o}{h_o - h_{cm}} + 1\right)^{\frac{t_2}{t_1}} - 1}, \quad (29)$$

которое решается методом итерации.

В качестве итогового принимается среднее значение h_{cm} , которому соответствуют точки (t_1^*, h_1^*) , (t_2^*, h_2^*) . Зная h_{cm} , вычисляем I_o

$$I_o = \frac{\ln\left(\frac{h_o - h_{cm}}{h_1^* - h_{cm}}\right)}{t_1^*}. \quad (30)$$

После определения h_{cm} и I_o , можно подсчитать и коэффициенты K и D . Из (25) и (26) находим

$$K = \frac{10 \cdot q_o}{(h_{cm} - h_o) \cdot \rho_c} \quad (31)$$

Из выражения (24) определяем коэффициент снижения продуктивности при бурении D :

$$D = \frac{I_o \cdot S \cdot h \cdot \beta \cdot \rho_H}{b \cdot \ln\left(\frac{S}{\pi \cdot r_c^2}\right) \cdot (K_\phi - 2,5 \cdot \pi \cdot I_o \cdot (D^2 - d^2))} \quad (32)$$

Зная фактический коэффициент продуктивности K , можно определить гидропроводность пласта по формуле (19) и проницаемость по формуле (20).

Оценка области применимости метода Маскета

Так как сам М. Маскет не приводит оценок точности метода, а результаты обработки кривых в связи с приближенностью метода зачастую сомнительны, то возникла необходимость оценки области применимости данной методики для скважин, дренирующих пласты с различными коллекторскими свойствами. За основу принята классификация по проницаемости со следующим ранжированием пластов:

- ультранизкая проницаемость (меньше 10 мД);
- низкая проницаемость (10–50 мД);
- средняя проницаемость (50–100 мД);
- высокая проницаемость (более 100 мД с ограничением до 500 мД).

Как известно, прямая задача подземной гидродинамики состоит в определении давления в произвольной точке пласта по известным коллекторским и геометрическим параметрам при работе скважины с дебитом, изменяющимся по заданному закону. Обратная задача подземной гидродинамики состоит в определении коллекторских свойств и геометрических параметров пластов по кривым изменения дебита, давления или уровня, измеренных при исследованиях. Для анализа методики была сначала решена прямая задача – смоделировано восстановление уровня в насосной скважине, вскрывающей пласты различной проницаемости (от практически непроницаемых – 1 мД до сверхпроницаемых – 500 мД), а затем решена обратная задача – произведена обработка полученных кривых методом Маскета и определён коэффициент продуктивности.

Физические свойства модельных пластов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Физические свойства модельных пластов

№ модели	Проницаемость k , мД	Эффективная толщина $h_{эф}$, см	Упруго-ёмкость β^* , 1/Па	Пьезопроводность χ , м ² /с	Гидропроводность ξ , Д·см/сП
1	1	400	1,42E-11	0,035211268	0,2
2	5	400	1,42E-11	0,176056338	1
3	10	400	1,42E-11	0,352112676	2
4	25	400	1,42E-11	0,88028169	5
5	50	400	1,42E-11	1,76056338	10
6	100	400	1,42E-11	3,521126761	20
7	500	400	1,42E-11	17,6056338	100

Учитывая, что ГДИ по уровню всегда основываются на моделях, приняты следующие типы моделей:

- модель распределения флюида по стволу скважины (статическая или квазидинамическая, основанная на допущении смены стационарных состояний);
- модель притока флюида к стволу скважины в пластовых условиях;
- комплексная модель системы «пласт – скважина».

В качестве критерия применимости модели предлагается использовать погрешность инструментального метода определения коэффициента продуктивности при использовании следующих средств измерения дебита и депрессии:

- замерная установка «Спутник» (ОЗНА) с погрешностью 2,5 %;
- манометр АМТ с погрешностью измерения давления 0,25 %.

Коэффициент продуктивности определяется как отношение дебита к депрессии:

$$K_{пр} = \frac{Q_{зам}}{P_{пл} - P_{заб}} = \frac{Q_{зам}}{\Delta P_{зам}}. \quad (33)$$

Абсолютная погрешность инструментального замера депрессии:

$$\Delta P = \Delta P_{пл} + \Delta P_{заб}. \quad (34)$$

Относительная погрешность инструментального замера депрессии:

$$\delta \Delta P = \left| \frac{\Delta P_{пл} + \Delta P_{заб}}{P_{пл} - P_{заб}} \right|. \quad (35)$$

Абсолютная погрешность коэффициента продуктивности:

$$\Delta K_{пр} = \frac{\Delta Q \cdot \Delta P_{зам} + Q_{зам} \cdot \Delta P}{(\Delta P_{зам})^2}. \quad (36)$$

Относительная погрешность коэффициента продуктивности:

$$\delta K_{пр} = \frac{\Delta Q}{|Q_{зам}|} + \frac{\Delta P}{|\Delta P_{зам}|}. \quad (37)$$

Суммарная погрешность определения коэффициента продуктивности на основе инструментальных замеров составила 4,75 %.

При этом считаем, что давление в окрестности скважины полностью восстанавливается до пластового. Очевидно, что при анализе методик необходимо оценивать погрешность результата в соотношении к указанной инструментальной погрешности.

В работе рассматривается комплексная модель системы «пласт – скважина», в которой согласованы фильтрационные параметры пласта и динамика изменения уровня в межтрубном пространстве. При этом принято допущение, связанное с заменой динамической модели ствола скважины на совокупность дискретных моделей и основанное на смене стационарных состояний. Модель распределения флюида по стволу механизированной скважины разработана ВНИИнефть [2].

В качестве модельной была рассмотрена скважина с внутренним диаметром эксплуатационной колонны $D = 0,154$ м и радиусом $r_c = 0,084$ м, диаметр НКТ $d = 0,073$ м. Пластовое $p_{пл}$ и начальное забойное $p_{заб(0)}$ давления приняты соответственно 250 и 200 атм. Принято также, что в скважине ниже приёма насоса находится жидкость глушения плотностью $\rho_g = 1,015$ г/см³, а выше приёма насоса сепарированная нефть плотностью $\rho_n = 0,85$ г/см³ и вязкостью $\mu = 2$ сП. Глубина залегания пласта и глубина подвески насоса соответственно $H_{пл} = 2500$ м и $H_{нас} = 1500$ м.

Величина забойного давления определяется формулой:

$$P_{заб} = P_y + \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_{тр}, \quad (38)$$

где P_y – избыточное давление на устье (в межтрубном пространстве); ΔP_1 – перепад давления, создаваемый весом столба газа в кольцевом пространстве в интервале h_1 ; ΔP_2 – перепад, создаваемый весом столба газонефтяной смеси в кольцевом пространстве в интервале h_2 (от динамического уровня до приёма насоса); ΔP_3 – перепад давления, создаваемый весом столба водонефтяной смеси в интервале h_3 – от приёма насоса до уровня приведения (кровля пласта, середина фильтра и др.); $\Delta P_{тр}$ – гидравлические потери на трение в интервале h_3 .

Практически во всём диапазоне встречающихся на практике случаев величина потерь на трение $\Delta P_{тр}$ очень мала и не учитывается. Рассматриваемая модель не учитывает затрубное устьевое давление P_y , т.е. предполагается восстановление уровня при открытой затрубной задвижке, а также давление, создаваемое весом столба газа ΔP_1 .

С учётом принятых допущений забойное давление в модельной скважине рассчитывается по гидростатической формуле:

$$P_{заб} = (H_{нас} - h_{дун}) \cdot \rho_H \cdot g + (H_{кр} - H_{нас}) \cdot \rho_в \cdot g. \quad (39)$$

Изменение забойного давления в скважине происходит по экспоненциальному закону (уравнение Маскета):

$$P(t) = P_{пл} - \Delta P \cdot \exp(-\alpha \cdot t), \quad (40)$$

где $\alpha = \frac{q \cdot \rho_H \cdot g}{\Delta P \cdot F}$, а дебит скважины q в свою очередь вычисляется по формуле:

$$q = \frac{4 \cdot \pi \cdot \xi \cdot \Delta P(t)}{\ln\left(\frac{2,25 \cdot \chi \cdot t}{r_c^2}\right)}. \quad (41)$$

Зная забойное давление $P(t)$, изменяющееся с течением времени, можно найти динамический уровень жидкости в скважине

$$H(t) = \frac{H_{нас} \cdot \rho_H \cdot g + (H_{пл} - H_{нас}) \cdot \rho_в \cdot g - P(t)}{\rho_H \cdot g}. \quad (42)$$

Кривые восстановления уровня для выбранных пластов, полученные при моделировании, отображены на рисунке 2.

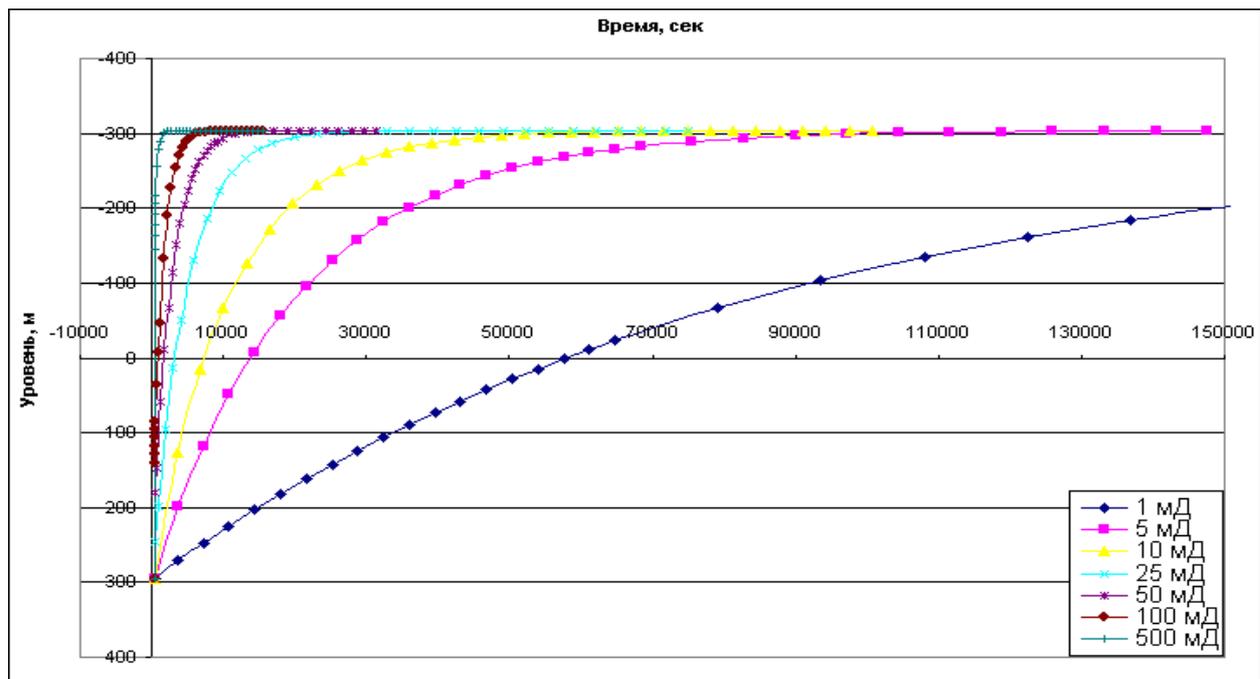


Рисунок 2 – Модельные КВУ

Коэффициенты продуктивности, определённые по исходным модельным данным как отношение дебита к депрессии в начальный момент времени, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные коэффициенты продуктивности

1 мД	5 мД	10 мД	25 мД	50 мД	100 мД	500 мД
$K_{пр 1}$	$K_{пр 2}$	$K_{пр 3}$	$K_{пр 4}$	$K_{пр 5}$	$K_{пр 6}$	$K_{пр 7}$
0,02614	0,10946	0,20462	0,47086	0,88829	1,68119	7,47417

Модельные кривые восстановления уровня, построенные в координатах Маскета $\left[\ln \frac{(H_{cm} - H(t))}{H_{cm} - H_o} - t \right]$, представлены на рисунке 3.

Коэффициенты продуктивности определённые методом Маскета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчётные коэффициенты продуктивности

1 мД	5 мД	10 мД	25 мД	50 мД	100 мД	500 мД
$K_{пр 1}$	$K_{пр 2}$	$K_{пр 3}$	$K_{пр 4}$	$K_{пр 5}$	$K_{пр 6}$	$K_{пр 7}$
0,02258	0,09455	0,17663	0,40671	0,76185	1,44281	6,11115

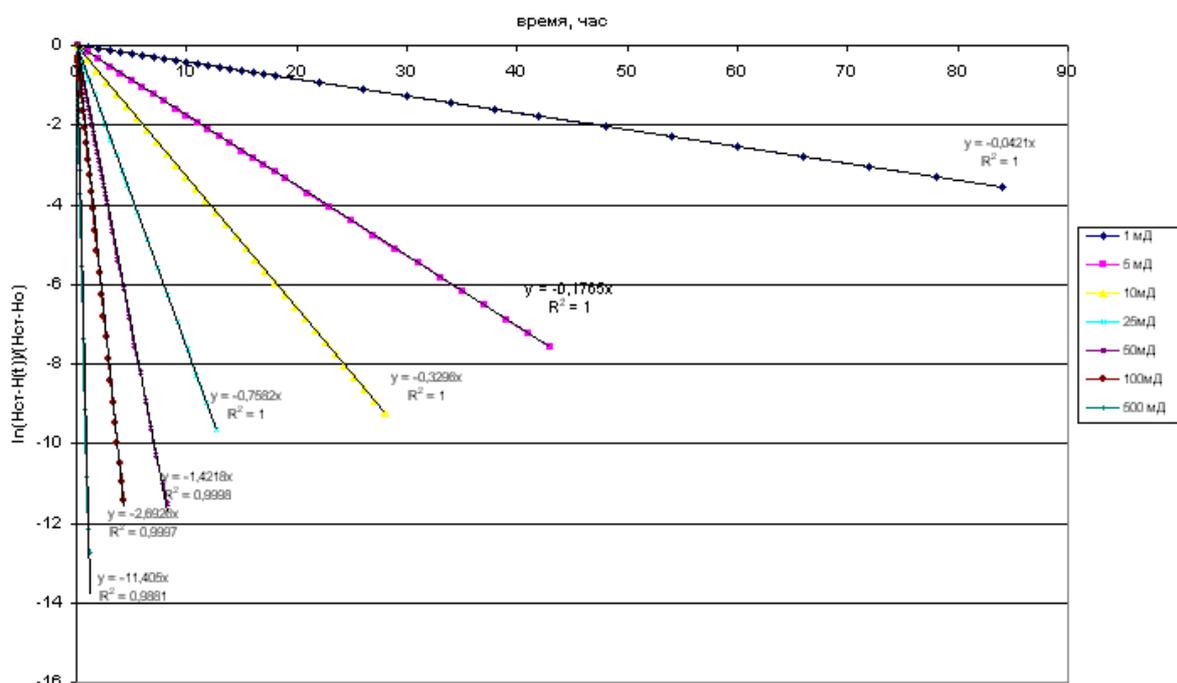


Рисунок 3 – КВУ в координатах Маскета

Погрешность методов определения коэффициента продуктивности включает в себя погрешность модели, которая в свою очередь складывается из погрешностей определения забойного давления. На определение забойного давления влияет погрешность прибора, определяющего затрубное давление (δP_y), погрешность, связанная с давлением столба газа (δP_1), погрешность, связанная с давлением насыщения, и погрешность, связанная с замещением воды в стволе скважины на нефть.

В принятой модели не учитывается давление насыщения нефти газом. При среднем давлении насыщения $P_{нас} = 100$ атм. абсолютная погрешность определения забойного давления составляет $\Delta P_{заб} = 3$ атм. Известно, что при дебитах нефти более $180 \text{ м}^3/\text{сут.}$ в 168 мм колонне жидкость глушения под насосом замещается на нефть. Если данный случай имеет место, то погрешность определения забойного давления составит $\Delta P_{заб} = 16,2$ атм. Погрешность устьевого манометра составляет 0,25 %, следовательно, при максимальном затрубном давлении, равном $P_{затр} = 30$ атм., погрешность определения забойного давления составит $\Delta P_{заб} = 0,075$ атм. Абсолютная погрешность, связанная с тем, что в модели не рассматривается столб газа, составит $\Delta P_{заб} = 1$ атм.

Максимальная абсолютная погрешность модели равна $\Delta P_{мод} = 20,275$ атм. Относительная погрешность модели составила

$$\delta P_{мод} = \frac{\Delta P_{мод}}{P_{заб}} = 0,1014 = 10,14 \text{ \%}.$$

Определена погрешность метода Маскета с учётом погрешности модели и, как следствие, степень его применимости к скважинам, вскрывающим пласты с различной проницаемостью. Результаты сравнения представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнительный анализ коэффициентов продуктивности

	1 мД	5 мД	10 мД	25 мД	50 мД	100 мД	500 мД
Исходный $K_{пр}$	0,02613	0,10946	0,20462	0,47086	0,88829	1,68119	7,47417
$K_{пр}$ по Маскету	0,02258	0,09455	0,17663	0,40671	0,76185	1,44281	6,11115
Погрешность по Маскету, %	5,60	5,63	5,70	5,63	6,46	6,38	12,6

Из проведённых исследований видно, что при обработке КВУ методом Маскета погрешность определения коэффициента продуктивности не превышает 5,7 % для скважин, вскрывающих пласты проницаемостью до 25 мД, и сравнима с погрешностью инструментального замера. С увеличением проницаемости пласта-коллектора увеличивается и погрешность определения технологических параметров скважины методом Маскета (для сверхпроницаемых коллекторов погрешность составляет 12,6 %). Таким образом, область применения метода Маскета ограничена диапазоном проницаемости пласта ультранизкой и низкой (до 25 мД). Кроме того, выявлено, что на результаты обработки КВУ методами, в основе которых лежит пересчёт замеренного уровня в давление на забое скважины, существенное влияние оказывает модель ствола скважины.

Проведённые исследования

Для оценки правомерности определения забойных давлений, а также характеристик пласта, используя метод КВУ и модель ствола, описанную в данной работе, был проведён комплекс исследовательских работ на скважинах №№ 169 и 3022 Восточно-Сургутского месторождения. Конструкция обеих скважин позволяет проводить исследования как методом КВУ, так и методом КВД, что даёт возможность сравнить полученные результаты. Оборудование скважин (установкой ШГН) позволяет устанавливать ниже приёма насоса хвостовик, который является средством доставки приборов на забой скважины, предоставляя возможность проведения гидродинамических исследований методом КВД.

При помощи компрессора жидкость в межтрубном пространстве скважины № 169 Восточно-Сургутского месторождения была заменена на воздух до нижнего циркуляционного клапана на глубине 1000 м. После «мгновенного» стравливания воздуха из межтрубного пространства была проведена запись кривой восстановления уровня раздела фаз «газ – жидкость». При пересчёте уровня в забойное давление по-

лучена расчётная КВД. Для расчётов использовалась модель распределения однофазного флюида по стволу скважины, так как обводнённость продукции составляла 99 %. Расчётные и фактические КВД представлены на рисунке 4.

Параметры пласта, определённые при обработке расчётной и фактической кривых восстановления давления методом касательной практически не отличаются друг от друга:

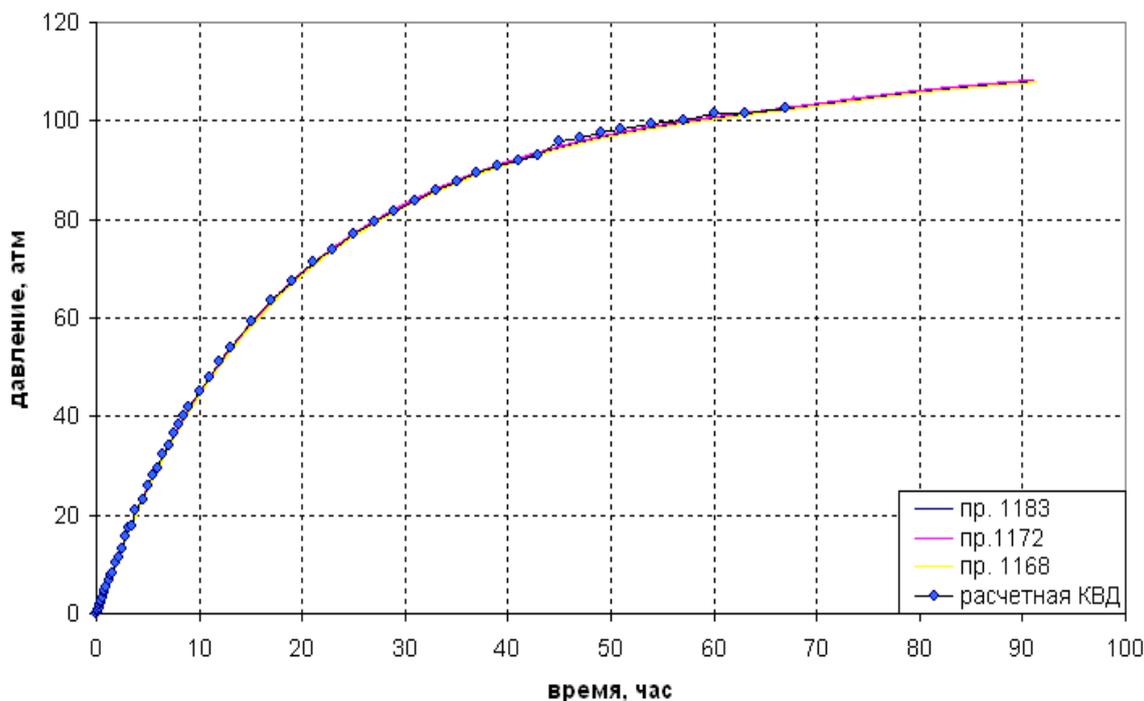


Рисунок 4 – Фактическая и расчётная КВД скважины № 169 Восточно-Сургутского месторождения

- гидропроводность по реальной КВД $\frac{k \cdot h}{\mu} = 0,686 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$;
- проницаемость по реальной КВД $k = 0,00056 \text{ мкм}^2$;
- гидропроводность по расчётной КВД $\frac{k \cdot h}{\mu} = 0,695 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$;
- проницаемость по расчётной КВД $k = 0,00057 \text{ мкм}^2$.

Такие близкие по значению данные получены в результате того, что скважина работала с высокой обводнённостью продукции. Так как ствол скважины был заполнен водой (однофазный флюид), фазовые переходы жидкости, имеющие место в нефтяной скважине (флюид находится в трёхфазном состоянии), не повлияли на результаты пересчёта изменения положения уровня в депрессию при построении расчётной КВД.

Несоответствие роста уровня в затрубном пространстве и давления на забое скважины экспериментально доказано при исследовании скважины № 3022 Восточно-Сургутского месторождения.

В этой скважине с горизонтальным участком $L = 270 \text{ м}$ вызов притока и освоение проводилось компрессорным способом. Жидкость в межтрубном пространстве была заменена воздухом до нижнего циркуляционного клапана на глубине 1000 м. Весь процесс освоения регистрировался глубинным прибором АМТ-07, расположенным на глубине 2702,8 м. После мгновенного стравливания воздуха из межтрубного пространства была записана кривая восстановления уровня.

Расчётное давление в точке 2702,8 м по уровням определено с использованием гидростатической модели ствола скважины, исходя из предположения, что из пласта притекает однофазная жидкость постоянной плотностью $1,15 \text{ г/см}^3$. Из рисунка 5 видно явное расхождение в рассчитанных и замеренных забойных давлениях.

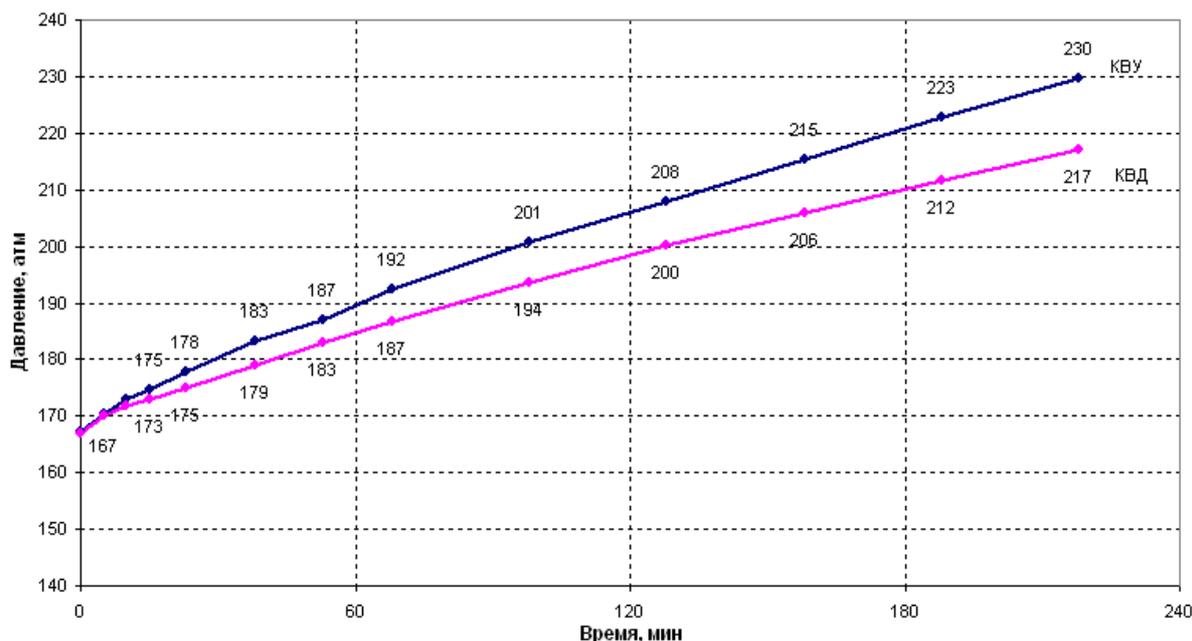


Рисунок 5 – Фактическая и расчётная КВД скважины № 3022 Восточно-Сургутского месторождения

Несоответствие рассчитанных и замеренных значений забойного давления объясняется тем, что после стравливания воздуха из затрубного пространства в ствол скважины кроме жидкости глушения начинает притекать пластовый флюид. Снижение плотности жидкости в стволе за первые 3,8 часа с 1,153 до 1,101 г/см³, т.е. на 0,052 г/см³, что составляет 4,5 % первоначальной величины, подтверждает предположение об увеличении притока нефти в ствол скважины.

Так как расчётная КВД, полученная в результате преобразования КВУ, и КВД, построенная по данным глубинного прибора, отличаются друг от друга, то соответственно не совпадают и рассчитанные по этим графикам значения фильтрационных параметров пласта:

- гидропроводность по расчётной КВД $\frac{k \cdot h}{\mu} = 1,548 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$;
- гидропроводность по реальной КВД $\frac{k \cdot h}{\mu} = 1,933 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$.

Разница результатов почти в 20 % подтверждает несоответствие значений замеренных и рассчитанных забойных давлений в скважине, работавшей до остановки с устойчивым дебитом нефти. Причиной непропорционального роста уровня по отношению к изменению забойного давления является как послеприток нефти в скважину, так и фазовые переходы, происходящие в стволе. Пользоваться статической моделью распределения жидкости по стволу скважины можно лишь в том случае, когда скважина работает водой либо содержание нефти в продукции очень мало. Если пластовым флюидом является нефть, пересчёт уровня в забойное давление необходимо производить, используя квазидинамическую модель ствола скважины.

Некоторые проблемы, связанные с уровневymi замерами

На практике нередки случаи, когда замеренный и рассчитанный по принятой на месторождении зависимости скорости звука от давления уровень оказывается ниже глубины спуска насоса. В том случае, когда скважина оборудована ШГН с хвостовиком, положение уровня ниже приёма насоса вполне удовлетворяет условиям работы насоса. Если в скважину спущен ЭЦН, существует критический уровень жидкости над приёмом насоса, при достижении которого срабатывает защита и насос автоматически отключается. Если отключения не происходит и скважина работает в нормальном режиме, а уровень отбивается ниже приёма насоса, то это говорит о погрешности измерения.

Одна из причин, приводящая к погрешности определения уровня, связана с затуханием основного акустического импульса и фиксацией уровнемером хаотически отраженного звукового сигнала. Расчёт уровня по неверным параметрам приводит к ошибке. К погрешности может приводить и неверная интерпретация результатов замеров скорости звука в затрубном пространстве. В НИО промышленных исследований «СургутНИПИнефть» проведены исследования и выявлено, что при геотермическом коэффициенте $2,7\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, характерном для Западной Сибири, температура газовой среды межтрубного пространства на уровне 500 м в среднем составляет $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Однако по ряду причин происходит отклонение от средней величины. Анализ показал, что зависимость скорости звука от температуры при неизменном значении давления и компонентного состава газа носит линейный характер. Если скорость звука замерена при температуре газа в резонаторе от 15 до $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, то приводить значение скорости звука к средней температуре ($20\text{ }^{\circ}\text{C}$) нет необходимости, т.к. погрешность не превышает 1% . В случае, когда температура замера меньше или больше указанного диапазона, замеренное значение скорости звука необходимо приводить к температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ по формуле:

$$V_{20} = V_t + \frac{V_t}{100} \cdot 0,2 \cdot (20 - t),$$

где V_t – замеренное значение скорости звука; t – температура замера, $^{\circ}\text{C}$.

Кроме того, в термобарических условиях скважины газ или его компоненты могут находиться вблизи так называемой «точки росы», т.е. при прохождении звукового импульса в затрубном пространстве возможен переход газа или его фракций в жидкое состояние и обратно (посылаемый импульс изменяет агрегатное состояние смеси в затрубном пространстве). Сравнивая скорость звука в чистом газе и газе с небольшим количеством капелек, можно увидеть, что скорость звука снижается в аэрозоли, что приводит к погрешности определения уровня.

Другой проблемой, с которой приходится сталкиваться при проведении исследований методом КВУ, является наличие пены в затрубном пространстве скважины. При наличии большой пенной шапки через некоторое время после остановки скважины при закрытом затрубном пространстве наблюдается снижение уровня жидкости. Это связано с оседанием пены в результате уменьшения притока газа и частичного его растворения в нефти при увеличении затрубного давления. Кривые восстановления уровня в таких случаях имеют характерный вид (рис. 6). На практике оседание пенной шапки происходит от 45 минут до нескольких часов.

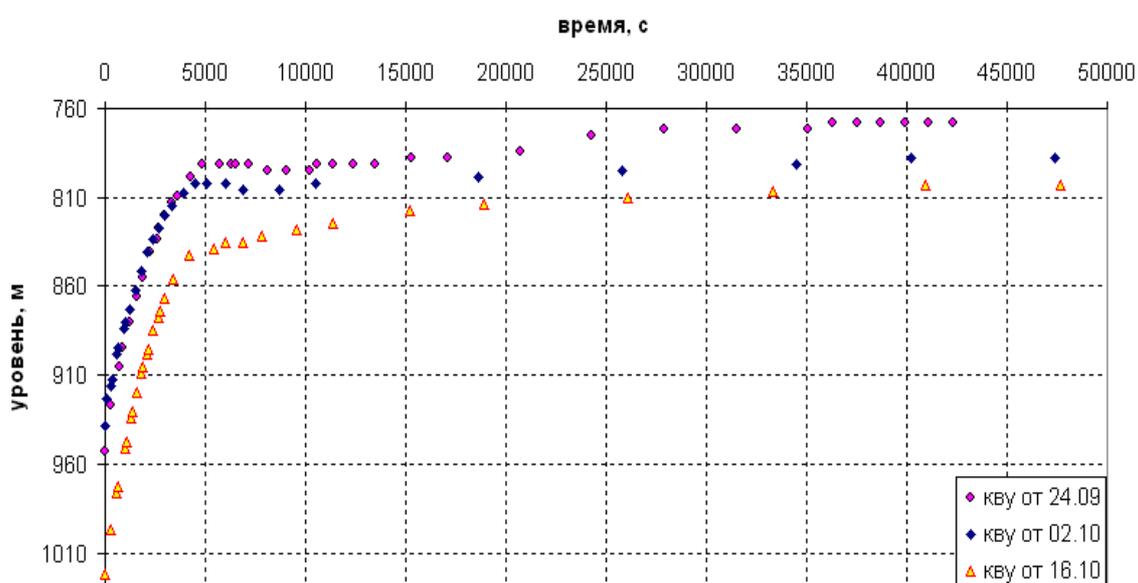


Рисунок 6 – Кривые восстановления уровня скважины № 513 Восточно-Сургутского месторождения

**Гидродинамические исследования скважин
Восточно-Сургутского месторождения**

Гидродинамические исследования скважин проводились в период разведки и промышленной разработки Восточно-Сургутского месторождения и позволили определить гидродинамические параметры пластов: продуктивность, гидропроводность и проницаемость скважин.

Исследования скважин проводились снятием кривых восстановления уровня как в начале разработки месторождения, так при дальнейшей промышленной эксплуатации. При определении гидродинамических параметров использовались физико-химические свойства пластовых нефтей, которые приведены в таблице 6.

Коэффициент продуктивности определён как отношение дебита скважины к депрессии на пласт, а гидропроводность призабойной зоны скважины рассчитана по формуле (19).

Таблица 6 – Физико-химические свойства пластовых нефтей Восточно-Сургутского месторождения

Пласт	Свойства пластовых нефтей Восточно-Сургутского месторождения		
	объёмный коэффициент b	Вязкость μ , сПз	Плотность ρ , г/см ³
БС ₁₀	1,107	2,66	0,820
ЮС ₁	1,172	1,00	0,770
ЮС ₂	1,152	1,51	0,790

В заключение следует сказать, что важнейшей отличительной особенностью гидродинамических исследований скважин является то, что они позволяют определять фильтрационно-ёмкостные свойства пласта непосредственно в процессе фильтрации флюидов, т.е. в условиях, соответствующих рабочим условиям его разработки.

Актуальность проведения исследований по уровню (КВУ) в условиях механизированного фонда подчёркивается малым процентом исследований скважин глубинными приборами, применимыми только на фонтанирующих и нагнетательных объектах.

Литература:

1. Временное руководство по определению забойного и пластового давления в скважинах механизированного фонда по данным измерений устьевого давления, динамического и статического уровней и давления у приёма насоса (РД 39-0147035-212-87). – М., 1987.
2. Лысенко В.Д., Миллионщиков Н.В. Исследование малопродуктивных скважин по методу восстановления уровня жидкости. – М. : ОАО «РИТЭК», 2003.
3. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96). – М., 1996.
4. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0-109-01). – М., 2002.
5. Регламент проведения контроля за разработкой нефтяных и нефтегазовых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» промыслово-гидродинамическими методами. – Тюмень, 1999.
6. Временное руководство по гидродинамическим исследованиям насосных скважин. – Сургут, 1995.
7. Хисамов Р.С. и др. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений // Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Фархуллин Р.Г., Никашев О.А., Губайдуллин А.А., Ишкаев Р.К., Хусаинов В.М. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 228 с.
8. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М. : Недра, 1973. – 344 с.
9. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М. : Недра, 1984. – 211 с.
10. Шагиев Р.Г. Исследования скважин по КВД. – М. : Наука, 1998. – 304 с.
11. Шешуков А.И., Фёдоров В.Н., Мешков В.М. Влияние ствола скважины на достоверность гидродинамических исследований // Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 2001. – № 5. – С. 64–67.

12. Отчёт о научно-исследовательской работе «Исследование особенности распространения звуковой волны в затрубном пространстве механизированного фонда скважин ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут, 2002.

13. Use of Data on the Build-up of Bottom-hole Pressures. Muskat M., Transactions of the AIME 123, 1937.

14. Свалов А., Дияшев И. Исследования малодобитных скважин в России. Сравнение четырёх методов исследований, применяемых в России / Нефтегазовое обозрение. – 2002. – № 9. – С. 18–19.

15. Отчёт о научно-исследовательской работе «Исследование, интерпретация и обработка результатов по скважине № 3022 Восточно-Сургутского месторождения». – Сургут, 2000.

References:

1. The temporary guide to definition of bottomhole and reservoir pressure in wells of the mechanized fund for data of measurements of estuarial pressure, dynamic and static levels and pressure at reception of the pump (RD 39-0147035-212-87). – M., 1987.

2. Lysenko V.D., Millionshikov N.V. Research of unproductive wells on a method of restoration of level of liquid. – M. : JSC RITEK, 2003.

3. Regulations of drawing up design technological documents for development of oil and gas-oil fields (RD 153-39-007-96). – M., 1996.

4. Methodical instructions on a kompleksirovaniye and staging of performance of geophysical, hydrodynamic and geochemical surveys of oil and oil and gas fields (RD 153-39.0-109-01). – M., 2002.

5. Regulations of monitoring procedure behind development of oil and oil and gas fields of JSC Surgutneftegas by trade and hydrodynamic methods. – Tyumen, 1999.

6. Temporary guide to hydrodynamic researches of pump wells. – Surgut, 1995.

7. Hisamov R.S., etc. Hydrodynamic researches of wells and methods of processing of results of measurements // Hisamov R.S., Suleymanov E.I., Farkhullin R.G., Nikashev O.A., Gubaidulin A.A., Ishkayev R.K., Khusainov V.M. – M. : JSC VNIIOENG, 2000. – 228 p.

8. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Hydrodynamic methods of research of wells and layers. – M. : Subsoil, 1973. – 344 p.

9. Barenblatt G.I., Entov V.M., Rygik V.M. Movement of liquids and gases in natural layers. – M. : Subsoil, 1984. – 211 p.

10. Shagiyev R.G. Researches of wells on KVD. – M. : Science, 1998. – 304 p.

11. Sheshukov A.I., Fyodorov V.N., Meshkov V.M. Influence of a trunk of a well on reliability of hydrodynamic researches//Scientific and technical and production magazine «Oil Economy». – 2001. – № 5. – P. 64–67.

12. The report on research work «Research of feature of distribution of a sound wave in annular space of the mechanized well stock of JSC «Surgutneftegas». – Surgut, 2002.

13. Use of Data on the Build-up of Bottom-hole Pressures. Muskat M., Transactions of the AIME 123, 1937.

14. Svalov A., Diyashev I. Researches the malodebitnykh of wells in Russia. Comparison of four methods of the researches applied in Russia / the Oil and gas review. – 2002. – № 9. – P. 18–19.

15. Report on research work «Research, interpretation and processing of results on a well No. 3022 of the East Surgut field». – Surgut, 2000.