

Особенности гидродинамических исследований скважин в открытом стволе на примере шельфовых месторождений

К.Г. Каган

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть» в г. Волгограде, Россия
E-mail: Kirill.Kagan@lukoil.com

Аннотация. Освоение шельфовых месторождений нефти и газа сегодня – это малое число разведочных скважин и отсутствие этапа опытно-промышленных работ.

В работе предлагаются новые подходы к проведению, обработке и интерпретации результатов испытаний в открытом стволе скважины, позволяющие в режиме реального времени оценивать характер насыщения коллекторов, диагностировать геологические и гидродинамические параметры залежи и промышленную значимость объектов исследования.

Ключевые слова: гидродинамический каротаж, опробование скважин, опробователь пласта на кабеле, продуктивность, подвижность, дебит.

Для цитирования: Каган К.Г. Особенности гидродинамических исследований скважин в открытом стволе на примере шельфовых месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 139–152. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art10>

Гидродинамические исследования скважин в открытом стволе на сегодняшний день являются самым востребованным методом, позволяющим в режиме реального времени получать информацию о наличии коллектора по разрезу скважины и характере его насыщения [1]. Подходы к обработке и интерпретации результатов гидродинамического каротажа (ГДК) и опробования пластов на кабеле (ОПК) нуждаются в постоянной модернизации и доработке для расширения информативности экспресс-методов.

Для оценки коллекторов используются:

- описание кернового материала;
- данные интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС);

– результаты гидродинамического каротажа и опробования пласта на кабеле [1].

Применение этих методов позволяет получать только часть информации об испытанных интервалах. Решение проблем низкой информативности результатов испытания скважин в открытом стволе возможно с помощью применения современных приборов на кабеле и развития методов оперативной обработки получаемой информации.

Использование модульного испытателя пластов в скважинах на стадии поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений обеспечивает оперативность и достоверность информации о наличии продуктивных коллекторов [1, 2].

Гидродинамический каротаж и опробование пластов на кабеле, выполняемые современной высоко-технологичной аппаратурой, позволяют решать широкий круг задач:

- возможность получения притоков пластового флюида (коллектор/неколлектор);
- определение характера насыщения;
- установление положения межфлюидальных контактов;
- оценка пластового давления, построение градиентов давления;
- выявление гидродинамической сообщаемости/разобщенности неразрабатываемых залежей по комплексному анализу градиентов и профилей давления в нескольких скважинах;
- расчет подвижности пластового флюида, определение профиля проницаемости по разрезу;
- оценка коэффициентов продуктивности, гидропроводности и проницаемости по результатам «мини-DST» с модулем двойного пакера (изменение депрессии в процессе опробования для построения индикаторных кривых,

регистрация кривой восстановления давления (КВД) на конечном этапе опробования);

- определение анизотропии проницаемости (оценка вертикальной и горизонтальной проницаемости);
- отбор представительных PVT-проб пластового флюида для последующего анализа свойств.

Решение перечисленных задач стало возможным благодаря разработке автором новых подходов к технологии испытания. Основы предложенных аспектов вошли в «Методику диагностики продуктивных пластов нижнего мела Ракушечного вала по данным ГИС, ГДИ, ГДК, керна и PVT-анализа пластовых флюидов для оценки запасов промышленной категории», которая была защищена в ФБУ «ГКЗ» в апреле 2012 года (протокол ЭТС ФБУ «ГКЗ» от 19.04.2012 г.) [1, 3].

Опыт научно-методического сопровождения, обработки и интерпретации результатов гидродинамических испытаний (ГДИ) в открытом стволе у автора статьи весьма обширен (рис. 1) и насчитывает более 100 объектов испытаний (нефтяные, газоконденсатные, водяные).

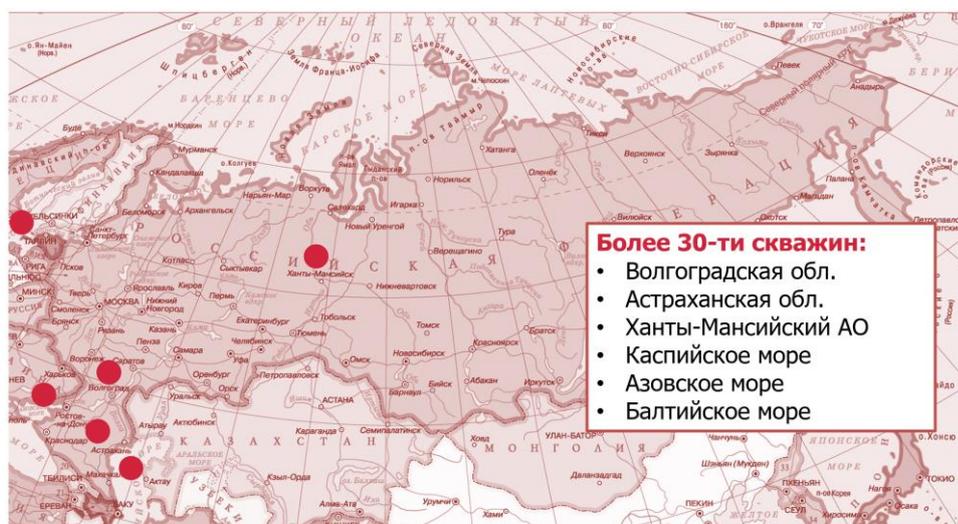


Рис. 1. Расположение объектов авторского научно-методического сопровождения ГДК и ОПК

Исследования пластов в открытом стволе выполняются с помощью модульных динамических испытателей пластов методом MDT (Modular Formation Dynamics Tester) на кабеле и на трубах в комплектации (табл. 1, рис. 2):

– с прижимным зондом – точечные замеры пластового давления, подвижности и температуры;

– с двойным пакером – интервальные исследования, мини-DST (Drill Stem Test – испытание пластов на трубах), мини-гидроразрыв пласта [1];

– с радиальным зондом – исследования с увеличенным радиусом дренирования (до 500 м).

При выполнении MDT-исследований с прижимными зондами первоначально оценивается наличие коллекторов в тех или иных отложениях (путем проведения замеров давления по разрезу).

Для проведения исследований с двухпакерным модулем в заданной точке производится изоляция интервала исследования двумя резинопolyмерными пакерами. После замера происходит распакеровка интервала и прибор перемещается на следующую плановую глубину. Изолируемый интервал обычно составляет 1 метр, но может быть увеличен до 3–4 метров [1].

Таблица 1

Модули контакта с пластом

Назначение	Прижимной зонд	Двойной пакер	Радиальный зонд
ГДК – замер давления и температуры, оценка подвижности флюида; градиент пластового давления	Да	Да	Да
ОПК – опробование пластов: идентификация типа флюида и отбор проб	Да, при $\mu > 7-10$ мД/сП	Да	Да
Интервальные испытания: ИД и КВД (проницаемость, скин-фактор, нач. Рпл, продуктивность). Специальное ГДК	Да	Да	Да
Стресс-тесты (микро-ГРП) – мех. свойства пласта	Нет	Да	Нет
Условия применения (ограничения), преимущества	<ul style="list-style-type: none"> – Быстрая очистка пластового флюида – $\mu > 7-10$ мД/сП – Точечный замер (высокое вертикальное разрешение) 	<ul style="list-style-type: none"> – $\mu > 0,3$ мД/сП – Трещиноватые породы – Кавернозные породы – Несцементированные породы – Высоковязкие нефти 	<ul style="list-style-type: none"> – Работает в условиях, аналогичных применимости ДП – Быстрая установка – Быстрая очистка до пластового флюида

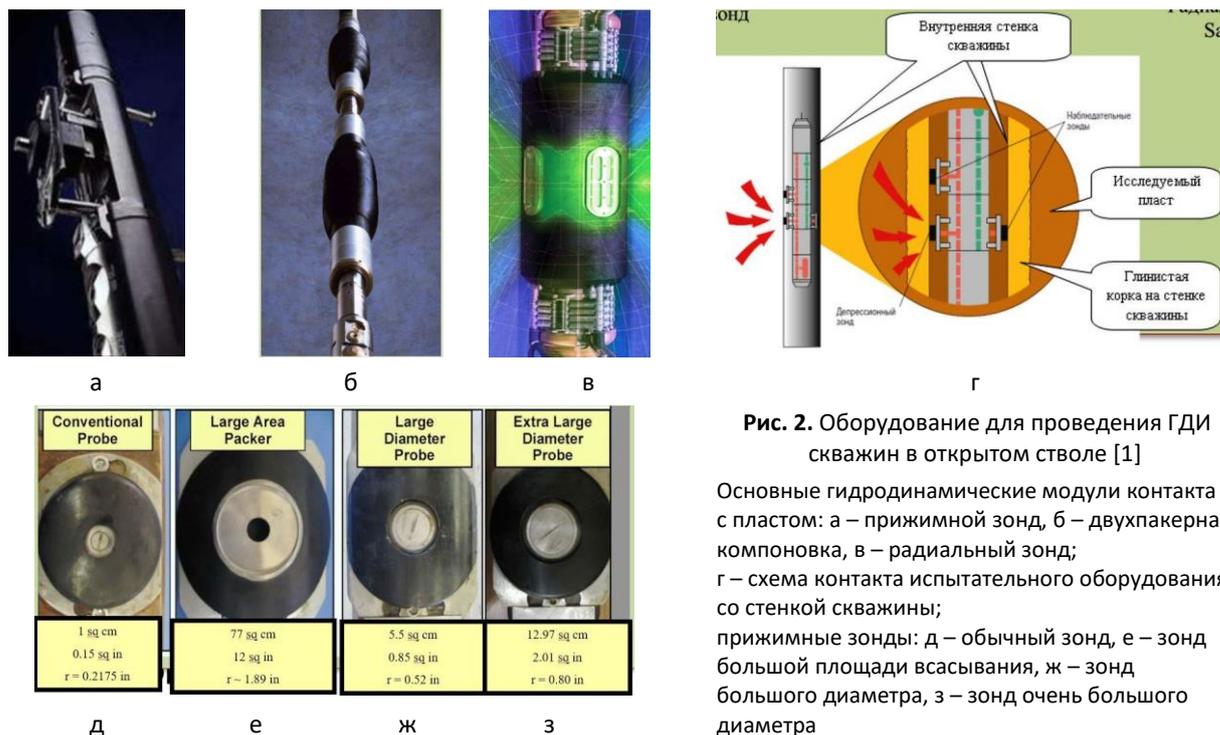


Рис. 2. Оборудование для проведения ГДИ скважин в открытом стволе [1]

Основные гидродинамические модули контакта с пластом: а – прижимной зонд, б – двухпакерная компоновка, в – радиальный зонд; г – схема контакта испытательного оборудования со стенкой скважины; прижимные зонды: д – обычный зонд, е – зонд большой площади всасывания, ж – зонд большого диаметра, з – зонд очень большого диаметра

Благодаря возможности откачки флюида в пробоотборные камеры или просто в скважину при помощи глубинного насоса, а также с использованием модуля двойного пакера, можно провести интервальные исследования на неустановившихся режимах притока (мини-DST – аналог исследования испытателем пластов на трубах). Такая компоновка позволяет в определенной мере заменить стандартный пластоиспытатель на трубах и, как следствие, значительно снизить продолжительность испытаний [4]. Особую ценность это представляет для дорогостоящего морского бурения.

Необходимо отметить, что решение таких задач, как оценка контура питания и определение границ пласта, являющихся обязательными при исследованиях стандартными гидродинамическими методами, как правило, не являются первостепенными для исследований, проводимых с помощью ГДК и ОПК, их решение требует значительных затрат времени. Однако можно производить отбор проб пластовых флюидов для PVT-анализа, а

также, в большинстве случаев, оценить горизонтальную и вертикальную проницаемости.

Исследование с использованием модуля двойного пакера позволяет в некоторых случаях оценить фильтрационные свойства пласта в радиусе до нескольких десятков метров с регистрацией КВД, продолжительностью от десятков минут до нескольких часов.

На основании анализа возможностей современного оборудования и технических особенностей работы компоновок ГДК–ОПК, автором сделан вывод, что для решения основной задачи бурения поисковых скважин – оценки ресурсов углеводородов – необходимо проведение исследований в достаточных объемах различными компоновками испытателей пластов на кабеле и на трубах, чтобы определить достоверные величины коэффициентов продуктивности, гидропроводности, пьезопроводности, начальных пластовых давлений и температур продуктивных пластов [1].

В результате была предложена градация методов ГДК–ОПК в виде стандартного и специального комплексов,

которые отличаются целями, параметрами и особенностями проведения исследований (рис. 3).



Рис. 3. Градации и особенности методов ГДК–ОПК

Стандартный комплекс ГДК включает в себя оценку пластового давления и продуктивности в каждой точке замера [5].

Замеры пластового давления прибором MDT осуществляются с применением прижимного зонда, двухпакерной компоновки и радиального зонда. При измерении давления используются одновременно кварцевый и пьезометрический манометры, что позволяет обеспечить контроль качества и повысить надежность прибора [6].

Высокая точность датчиков давления и небольшая продолжительность замера на одной точке позволяют выполнять значительное количество замеров давления в ходе одной спуско-подъемной операции и, таким образом, производить профилирование пластового давления по разрезу.

Определения пластового давления позволяют подтвердить плотности флюидов в пластовых условиях, а также глубины контактов пластовых флюидов.

Проведенный автором анализ многочисленных испытаний скважин по определению пластовых давлений и температур показал, что оценку величин пластовых давлений в открытом стволе в процессе экспресс-исследования рекомендуется проводить общепринятыми методиками [7], а не принимать за истинную величину последнюю точку кривой восстановления давления (претеста). В связи с этим, конечные точки КВД не всегда лежат на прямой, характеризующей постоянство давления [1].

Проанализировав известные методики оценки продуктивности, был выбран наиболее распространенный и базовый подход к определению продуктивности объекта по уравнению Дюпюи, приведенному к промысловым системам измерения [1, 8]:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P}, \quad (1)$$

где Q – дебит скважины (т/сут);
 ΔP – перепад давления (МПа).

Из выражения (1) можно найти Q :

$$Q = 0,055 \frac{kh}{\mu B} \cdot \frac{\Delta p}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S},$$

где k – проницаемость, мД;
 h – эффективная толщина, м;
 μ – вязкость флюида, МПа·с;
 B – объемный коэффициент нефти;
 Δp – депрессия на пласт, атм;
 r_e – радиус исследования, м;
 r_w – радиус скважины, м;
 S – скин-фактор;
 Q – дебит, м³/сут [1].

Оценка продуктивных возможностей пласта-коллектора проводилась по результатам обработки КВД с помощью метода идентификации. Суть метода идентификации сводится к построению модели пласта и определению ее параметров по данным «воздействий» на входе и выходе. Для пласта и скважины, которые рассматриваются как объекты идентификации, «воздействие на входе» – дебит скважины $Q(t)$ или приток жидкости к

скважине, а на выходе $P(t)$ – изменение забойного давления [9].

Восстановление давления на забое скважины рассматривается как некий динамический процесс, описываемый в простейшем случае следующим дифференциальным уравнением:

$$T \cdot \frac{d\Delta P(t)}{dt} + \Delta P(t) = C \cdot Q(t), \quad (2)$$

где C – угловой коэффициент;
 T – время переходного процесса, ч.

Из уравнения (2) получается интегральная формула для обработки КВД:

$$\frac{\Delta V(t)}{\Delta P(t)} = \frac{1}{C} \cdot \frac{\Delta I(t)}{\Delta P(t)} + \frac{T}{C}, \quad (3)$$

где $\Delta V(t)$ – скорость фильтрации;
 $\Delta I(t)$ – импульс депрессии;
 $\eta = C^{-1}$ – коэффициент продуктивности, м³/сут·МПа.

Для достаточно продолжительных КВД и постоянном начальном дебите в процессе притока уравнение (3) можно упростить:

$$T + \frac{\Delta I(t)}{\Delta P(t)} = C \cdot \frac{Q_0 \cdot t}{\Delta P(t)}, \quad (4)$$

где Q_0 – начальный дебит;
 t – время.

Выражение (4) представляет собой уравнение прямой в координатах:

$$\left[\frac{Q_0 \cdot t}{\Delta P(t)}, \frac{\Delta I(t)}{\Delta P(t)} \right].$$

$$\Delta I(t) = \int_0^t [P(t) - P_0] \cdot d\tau \quad ,$$

где P_0 – установившееся забойное давление;
 τ – условное время.

Таким образом, перестраивая фактические данные замеров давления в указанных координатах, можно определить коэффициент продуктивности η .

Следует отметить, что рассчитываемый методом идентификации коэффициент продуктивности отражает состояние удаленной зоны пласта («естественное» состояние).

На основании оценки продуктивности отдельных интервалов разреза скважины появляется возможность прогнозировать эксплуатационную характеристику всего объекта и по отдельности каждого исследуемого пропластка.

Проинтерпретировав более 1000 замеров КВД в открытом стволе и проведя анализ расчета коэффициента продуктивности, автором был выведен алгоритм определения прогнозного коэффициент продуктивности объекта по ГДК [1].

Сравнительный анализ получаемых величин при помощи нового алгоритма расчета с коэффициентом продуктивности при исследовании скважин в колонне показывает хорошую сходимость (величина погрешности не более 16%) [1, 4–6].

Так как гидродинамические исследования скважин в открытом стволе экспресс-методами позволяют решать более обширные задачи геологоразведки, автором доработаны существующие подходы к проведению, обработке и интерпретации результатов ГДК–ОПК.

Одним из способов модернизации алгоритма ГДК–ОПК исследований и

интерпретации является подход к проведению испытания MDT с регистрацией дополнительной КВД (примерно от 30 мин до 2 ч) после продолжительной (~ 5–6 ч) очистки скважины и отбора проб флюидов [4].

Данный подход позволяет определять фильтрационные и коллекторские параметры пласта-резервуара на конкретных глубинах, оценивать состояние призабойной зоны, уточнять начальное пластовое давление.

Основная идея заключается в продолжительном дренировании пласта (~ 6 ч за счет очистки скважины от бурового раствора и механических примесей перед отбором проб флюида) и дальнейшей регистрации вспомогательной КВД в течение примерно 2 ч (рис. 4).

Как видно из рис. 4, исследование увеличено по продолжительности в несколько раз. Время регистрации КВД варьирует от 20 до 80 мин и контролируется в режиме реального времени путем on-line сопровождения исследования.

Благодаря такому подходу, по графику КВД и ее производной в билогарифмических координатах (рис. 5) после окончания влияния дополнительного притока в ствол скважины и переходных процессов в соответствии с правилом «полтора логарифмцикла», может наблюдаться участок с нулевым уклоном, соответствующий периоду плоско-радиальной фильтрации флюида к забою скважины.

По данному участку КВД в полулогарифмических координатах методом суперпозиции проводится оценка фильтрационных параметров пласта-резервуара, состояния призабойной зоны и величины начального пластового давления (рис. 6) [1].

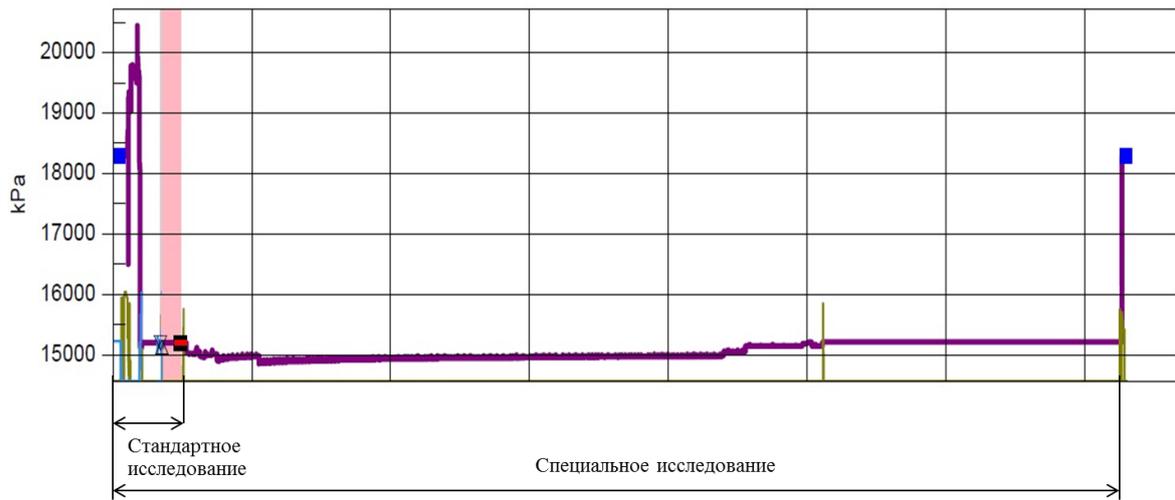


Рис. 4. График давления в процессе стандартного и специального ГДК-исследования скважины [5]

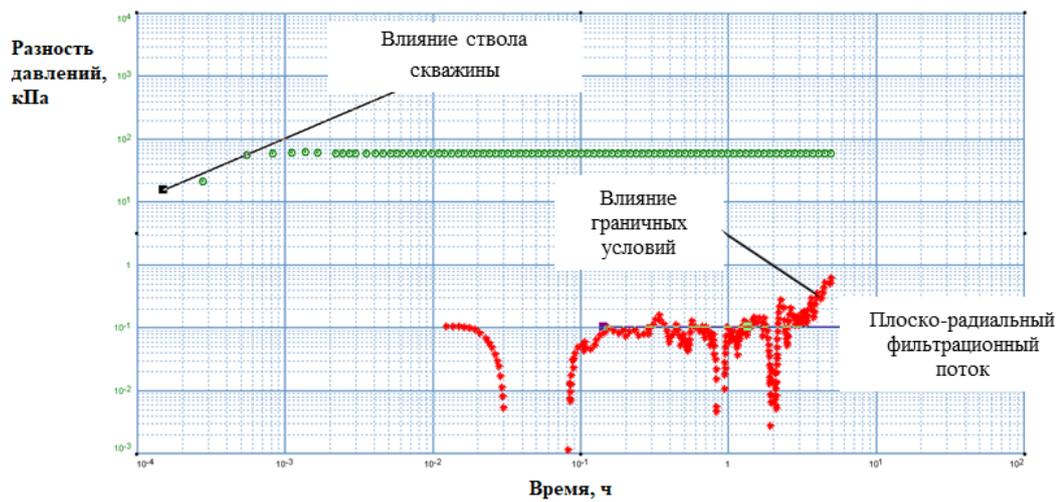


Рис. 5. Диагностический бигарифмический график КВД [5]

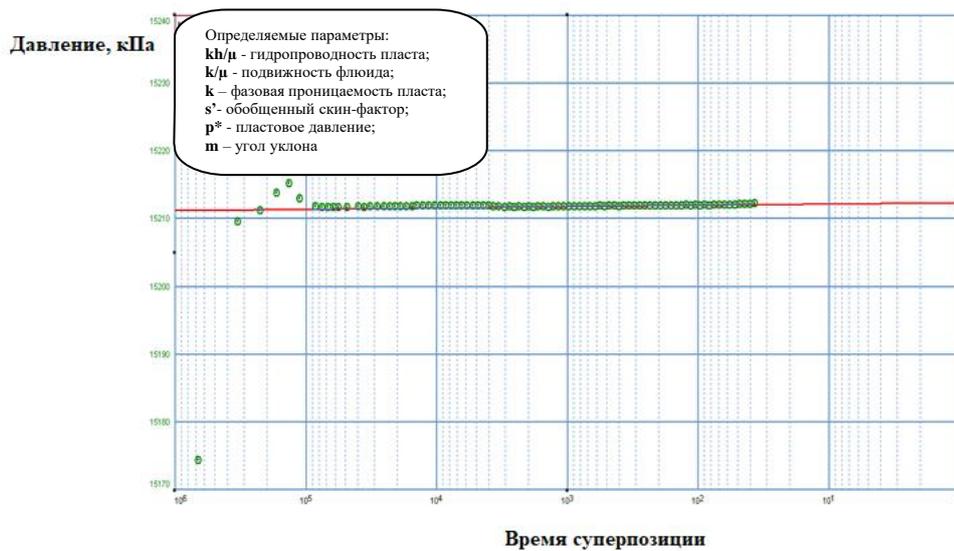


Рис. 6. График обработки КВД методом суперпозиции [5]

Также, при длительных отработках (примерно 4–5 ч) и регистрации КВД (1–2 ч) есть возможность отметить начало проявления граничных условий на диагностическом графике (см. рис. 5).

С помощью предложенного подхода к MDT-исследованиям значительно расширяется информация о фильтрационно-емкостных свойствах исследуемого интервала [1].

Еще одним способом расширения геологической информативности испытаний

скважин в открытом стволе, предложенным автором и входящим в специальный комплекс исследований, является оценка фактической продуктивности испытанного объекта на каждой глубине ОПК.

Идея сводится к отработке скважины на разных режимах работы насоса [1] при проведении очистки скважины перед отбором проб с последующим построением индикаторной диаграммы и определением начального коэффициента продуктивности (рис. 7, 8).

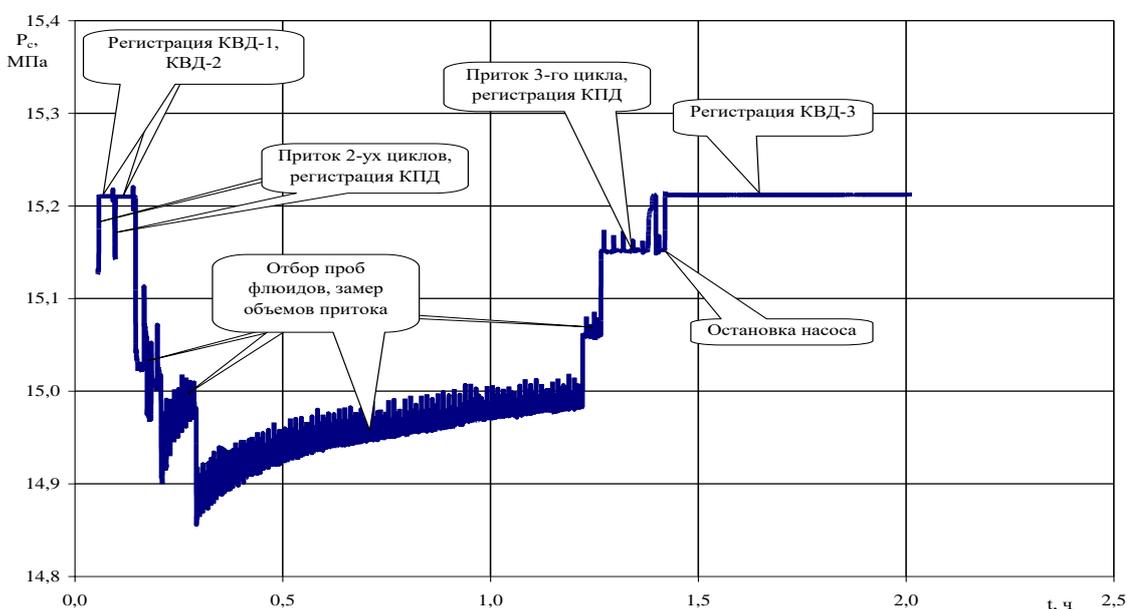


Рис. 7. График отработки скважины на разных режимах работы насоса [1]

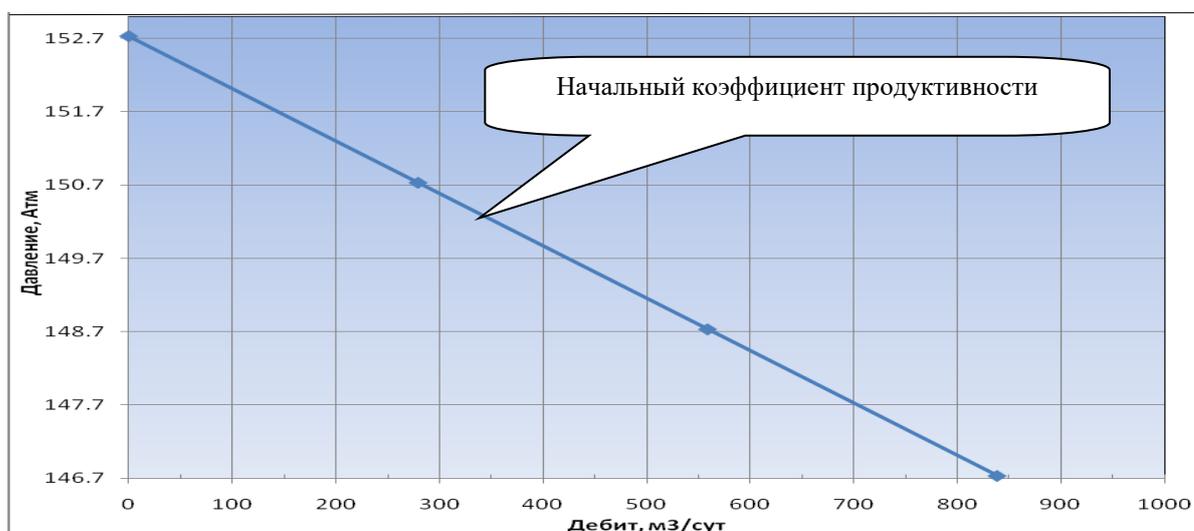


Рис. 8. Индикаторная диаграмма в процессе испытания скважины в открытом стволе специальным методом [8]

Таким образом, по данным замеров давлений в открытом стволе скважины, объему откачанного флюида и другим промысловым параметрам, можно усовершенствовать подход к оценке коэффициента продуктивности в каждой точке замера за счет определения

фактической продуктивности по построенной индикаторной диаграмме [1]. В табл. 2 приведена сравнительная характеристика возможностей двух методов исследований поисково-оценочной скважины: стандартным и специальным ГДК-ОПК [1] и с испытанием скважины после перфорации.

Таблица 2

Гидродинамические характеристики стандартного и специального методов исследований скважин в открытом стволе и испытания скважины после перфорации [1]

Параметры	Значение		
	стандартное	специальное	испытание в колонне
Вид ГДК			
Насыщение объекта	√	√	√
Пластовое давление на глубине проведения исследования, МПа	√	√	√
Глубинный градиент пластового давления, МПа/100 м	√	√	√
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	√	√	√
Коэффициент гидропроводности пласта, мкм ² ·см/мПа·с	–	√	√
Коэффициент подвижности пластовой нефти, мД/мПа·с	√	√	√
Коэффициент проницаемости пласта, мД	–	√	√
Коэффициент пьезопроводности пласта, см ² /с	–	√	√
Обобщенный показатель S-фактора (S')	–	√	√
Скин-фактор от несовершенства по степени вскрытия пласта (S _{pp})	–	√	√
Радиус влияния скважины, м	–	√	√
Влияние границ пласта и внешних условий	–	√	√
Прогнозный дебит, м ³ /сут	√	√	√

Анализируя табл. 2, можно сделать вывод, что с помощью предлагаемых подходов в совершенствовании исследований скважин в открытом стволе появляется возможность получить более полную информацию о фильтрационных свойствах и коллекторских параметрах пласта-резервуара, состоянии призабойной зоны и начальном пластовом давлении методом специального ГДК, либо определить некоторые гидродинамические параметры

методом стандартного ГДК, но в режиме реального времени.

С целью выявления состоятельности предлагаемых методов испытания и интерпретации данных скважин в открытом стволе для определения прогнозных величин дебитов было проведено сопоставление значений гидродинамических параметров, полученных с помощью ГДК-ОПК и DST в горизонтальной скважине шельфового месторождения (табл. 3, 4) [1].

Таблица 3

Сопоставление результатов измерения гидродинамических параметров при исследовании скважин в открытом стволе и в колонне на шельфовом месторождении [1]

Номер замера, п/п	Пласт	Тип прибора	Тип замера	Режим проведения замера	Ориентация прижимного зонда относительно вертикали, град.	Глубина			Характер насыщения	Плоскость дренирования	Депрессия, МПа		Дебит нефти, м3/сут		Погрешность, %
						АГ, м	Вертикальная, м	ИГ, м			ГДК	ГДИС	прогнозный по ГДК	фактический по ГДИС	
1	K1nc1	StethoScope 675	2-С	с циркуляцией	102,0	-1376,5	1413,0	2315,9	нефть	напластование	1,53	1,62	~3716	~3250	14,3
2	K1nc2	-«-	-«-	-«-	78,0	-1378,1	1414,6	2517,9	нефть	напластование					
3	K1nc2	-«-	-«-	-«-	120,0	-1378,2	1414,7	2523,9	нефть	вертикальная					
4	K1nc2	-«-	-«-	-«-	-102,0	-1378,3	1414,8	2525,9	нефть	напластование					
5	K1nc2	-«-	-«-	-«-	-72,0	-1378,5	1415,0	2535,9	нефть	напластование					
6	K1nc2	-«-	-«-	-«-	120,0	-1381,5	1418,0	2598,7	нефть	вертикальная					
7	K1nc3	-«-	-«-	-«-	96,0	-1391,6	1428,1	2811,1	нефть	напластование					
8	K1nc4	-«-	-«-	-«-	102,0	-1397,7	1434,2	2922,1	нефть	напластование					
9	K1nc4	-«-	-«-	-«-	108,0	-1397,5	1434,0	3060,9	нефть	напластование					
10	K1nc4	-«-	-«-	-«-	126,0	-1395,3	1431,8	3121,9	нефть	вертикальная					
11	K1nc4	-«-	-«-	-«-	-97,0	-1395,3	1431,8	3162,0	нефть	напластование					

Таблица 4

Сопоставление результатов измерения гидродинамических параметров при исследовании скважин в открытом стволе и в колонне на суше [1]

Объект	Интервал испытания объекта, м	Характер насыщения объекта		Пластовое давление, МПа		Погрешность, %	Депрессия, МПа		Дебит, м³/сут		Погрешность, %
		ГДК	ГДИС	ГДК	ГДИС		ГДК	ГДИС	Прогнозный (по ГДК)	Фактический (по ГДИС)	
Титон-III	3206,0–3223,2	газ	газ + конденсат	34,42	34,46	0,1	10,2	10,6	176000	184800	4,8
Титон-I	3127,3–3146,8	газ	газ + конденсат	33,48	33,57	0,3	1,7	1,4	1111200	1084200	2,5
Титон-III	3235,5–3254,0	газ	нефть + газ	34,69	34,52	0,5	17,4	19,7	173100	174800	1
Титон-II+III	3221,0–3242,5 3261,5–3271,0	газ + конденсат	газ + конденсат + пластовая вода	35,18	34,03	3,4	13,67	13,67	40128,3	33524	19,7
Титон-I	3160,0–3166,0	газ + конденсат	газ + конденсат + пластовая вода	33,48	33,47	0	5,01	5,15	196460	199283	1,4
Титон-III	3252,5–3269,0	газ с признаками пластовой воды	газ + конденсат с пластовой водой и признаками нефти	34,58	34,36	0,6	10	10,15	26700	30428	12,3
Титон-II	2588,5–2610,5	вода	вода	27,18	27,35	0,6	0,11	0,112	2,35	2,3	2,2

Сопоставление результатов испытаний методами экспресс-исследования (ГДК–ОПК) и в колонне (DST) показывает их хорошую сходимость, подтверждая целесообразность применения разработанного подхода при оценке промышленной значимости объектов [1].

Выводы

1. Существующие методические рекомендации по освоению шельфовых месторождений не позволяют оперативно оценивать промышленную значимость объектов испытания.

2. Представленные автором подходы к проведению, обработке и интерпретации результатов исследований повышают информативность экспресс-методов гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле.

3. Предложенные приемы обработки и интерпретации гидродинамических

исследований скважин в открытом стволе методом стандартного ГДК позволяют в режиме реального времени оценивать наличие коллекторов и характер насыщения; определять пластовое давление; проводить диагностику положения контактов (газонефтяного, газоводяного, водонефтяного); оценивать продуктивность и промышленную значимость объектов исследования.

4. Разработанные алгоритмы проведения и интерпретации гидродинамических исследований позволяют быстро рассчитывать продуктивные характеристики испытанного интервала исследования; определять фильтрационные параметры пласта; проводить оценку состояния призабойной зоны; диагностировать внешние границы и выявлять геологические особенности залежей.

Литература

1. *Каган К.Г.* Совершенствование оперативных методов исследований морских поисково-оценочных и разведочных скважин (на примере шельфовых месторождений Каспийского моря): Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Волгоград, 2019. 19 с.

2. *Акрам Х., Аиуров В.* Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульным испытателем пластов на кабеле MDT/CHDT // Нефтегазовое обозрение. Осень 2005. С. 30–45.

3. Методика диагностики продуктивных пластов нижнего мела Ракушечного вала по данным ГИС, ГДИС, ГДК, керна и РVT-анализа пластовых флюидов для оценки запасов промышленной категории. Волгоград: ВолгоградНИПИморнефть, 2011. 140 с.

4. *Каган К.Г., Левченко В.С., Валиуллина Н.В.* Оценка характера насыщения, промышленной значимости и фильтрационных параметров геологических объектов разреза разведочной скважины 9Р по данным ГДК исследований // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2016. № 5–6. С. 80–84.

5. *Каган К.Г., Самойленко А.Ю., Польская Н.Н., Чухнин Д.А.* Научно-методическое сопровождение исследования терригенного объекта скважины 2Д методом ГДК–ОПК // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. 2016. № 2. С. 32–36.

6. *Каган К.Г., Левченко В.С.* Экспресс-оценка характера насыщения и промышленной значимости геологических объектов разреза поисково-оценочных скважин по данным ГДК замеров // НТР-2013: Материалы науч. конф. М., 2013. С. 13–16.

7. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго, 2002. 75 с.

8. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984. 269 с.

9. Аметов И.М., Басович И.Б., Бакардиева В.И., Капцанов Б.С. Применение метода детерминированных моментов для обработки кривых восстановления давления при исследовании неоднородных пластов // Добыча нефти: Сб. науч. тр. М.: ВНИИ, 1977. Вып. 61. С. 174–181.

The features of openhole hydrodynamic logging: evidence from offshore fields

K.G. Kagan

PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Volgograd, Russia

E-mail: Kirill.Kagan@lukoil.com

Abstract. Currently, offshore oil and gas field development implies a small number of exploration wells and the absence of the stage of pilot works.

The paper proposes new approaches to conducting, processing and interpreting the results of openhole logging, enabling the real-time assessment of the nature of reservoir saturation and the diagnosis of geological and hydrodynamic parameters of the deposit and the industrial significance of the objects of study.

Keywords: hydrodynamic logging, well testing, wireline formation tester, productivity, mobility, flow rate.

Citation: *Kagan K.G.* The features of openhole hydrodynamic logging: evidence from offshore fields // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 139–152. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art10> (In Russ.).

References

1. *Kagan K.G.* Improvement of the operational methods for research of offshore prospecting and exploration wells (the evidence from the offshore fields of the Caspian Sea): Synopsis of Ph.D. thesis. Volgograd, 2019. 19 p. (In Russ.).
2. *Akram Kh., Ashurov V.* Review of openhole and cased-hole hydrodynamic logging with the MDT/CHDT cable modular formation tester // *Neftegazovoe Obozrenie*. Autumn 2005. P. 30–45. (In Russ.).
3. Method for diagnostics of productive formations of the Lower Cretaceous of the Rakushechny uplift using the data of GIS, GDS, CDC, core and PVT-analysis of reservoir fluids for estimation of reserves of the industrial category. Volgograd: VolgogradNIPImorneft, 2011. 140 p. (In Russ.).
4. *Kagan K.G., Levchenko V.S., Valiullina N.V.* Assessment of the nature of saturation, industrial significance and filtration parameters of geological objects of the section of exploration well 9P according to GDC survey data // *Business Magazine Neftegaz.RU*. 2016. No. 5–6. P. 80–84. (In Russ.).
5. *Kagan K.G., Samoylenko A.Y., Polskaya N.N., Zhukhnin D.A.* Methodological support for testing terrigenous reservoirs of the well 2D by means of hydrodynamic logging and repeat formation test // *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*. 2016. No. 2. P. 32–36. (In Russ.).
6. *Kagan K.G., Levchenko V.S.* Express-evaluation of the saturation nature and industrial significance of geological objects of the section of prospecting and appraisal wells according to GDC measurements // *NTR-2013: Proceedings of the Scientific Conference*. Moscow, 2013. P. 13–16. (In Russ.).
7. RD 153-39.0-109-01. Guidelines for the integration and phasing of implementation of geophysical, hydrodynamic and geochemical surveys of oil and gas fields. Moscow: Ministry of Energy, 2002. 75 p. (In Russ.).
8. *Buzinov S.N., Umrikhin I.D.* Research of oil and gas wells and reservoirs. Moscow: Nedra, 1984. 269 p. (In Russ.).
9. *Ametov I.M., Basovich I.B., Bakardieva V.I., Kaptzanov B.S.* Application of the method of moments for processing pressure recovery curves in studying heterogeneous formations // *Oil Production: Collected papers*. Moscow: VNII, 1977. Iss. 61. P. 174–181. (In Russ.).