

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ТЕНГИЗ

Петрушин Е. О.<sup>1</sup>, Арутюнян А. С.<sup>2</sup>, Хабинеца Ф.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> ЦДНГИ ОАО «Печоранефть», [eopetrushin@yahoo.com](mailto:eopetrushin@yahoo.com)

<sup>2</sup> ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», [mereniya@mail.ru](mailto:mereniya@mail.ru)

<sup>3</sup> ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»,  
[habinezafelix@gmail.com](mailto:habinezafelix@gmail.com)

Месторождение Тенгиз Республики Казахстан имеет исключительно сложное геолого-физическое строение. Тем не менее, результаты опытно-промышленной эксплуатации месторождения и очень большой комплекс исследовательских работ, выполненный компанией «Тенгизшевройл» (построена подробная компьютерная геолого-физическая модель месторождения, а затем на её базе гидродинамическая трёхмерная многофазная компьютерная модель), позволяют наметить в настоящее время пути наиболее эффективного освоения этого одного из крупнейших месторождений мира. В статье рассмотрены основные методы гидродинамических исследований скважин на месторождении Тенгиз, а также сделаны важные выводы о механизме повышения продуктивности скважин Тенгизского месторождения в результате проведения различных исследований.

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования скважин; анализ исследования скважин при неустановившихся режимах; анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов; характеристика продуктивности и режимов скважин и пластов; контроль за разработкой пластов; контроль за состоянием и эксплуатацией скважин; контроль за состоянием скважинного оборудования.

### 1. Введение

В административном отношении Тенгизское месторождение расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан. В географическом отношении месторождение находится в юго-восточной части Прикаспийско-

го нефтегазоносного бассейна, одного из крупнейших на территории Казахстана, площадь которого составляет 500 000 кв. км. Тенгизское месторождение открыто в 1979 году бурением скважины Тенгиз-1. Месторождение Тенгиз введено в опытно-промышленную разработку в апреле 1991 года. Добыча нефти на месторождении увеличилась с 0,94 млн. тонн в год в 1993 году до 13,6 млн. тонн в год в 2005 году. Увеличение добычи произошло за счёт разработки сети выходов на мировые рынки при расширении производственных объектов и разработке дополнительной производительности скважин через комбинацию скважин КРС и завершения существующих и бурения новых скважин.

В 2001 году было завершено строительство Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) и приблизительно 0,9 млн. метрических тонн Тенгизской сырой нефти было транспортировано по нему в порт Чёрного моря (г. Новороссийск). Проводимые ТОО «Тенгизшевройл» с 1993 года исследования (бурение новых скважин, отбор и исследования керна, пластовых жидкостей, гидродинамические исследования, трёхмерная сейсморазведка методом 3D), послужили основой для создания геостатической модели Тенгизского месторождения и выполнения пересчёта запасов нефти. По состоянию на 01.05.2016 г. на месторождении пробурено 132 скважин (таблица 1). Фактически сложившаяся сетка скважин имеет плотность 200 га/скв. Местами сетка уплотнена до 50 га/скв. Значительная площадь месторождения не охвачена разбуриванием.

Таблица 1 – Скважины, пробуренные и углубленные за период 2008-2012 гг.

Годы	Новые скважины		Углубленные скважины	
	номер скважины	количество	номер скважины	количество
2008	5050	1		0
2009		0	47, 220, 463, 118	4
2010	5056	1	1100, 117, 108, 463	4
2011	5034, 5857, 5246, 7252, 6846, 6337	6	23, 28, 17, 29	4
2012	5853, 4346, 6261, 5435	4	7252, 46, 5246, 116	4
Итого		12		16

В действующем фонде находятся 58 скважин, из них дающих продукцию 44 скважины, во временном простое – 14 скважин. В ликвидированном фонде находятся 14 скважин. В число пробуренных входит также наблюдательная скважина № Т-100. Характеристика фонда скважин приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.05.2016 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	132
	В том числе:	
	Действующие	44
	из них фонтанные	44
	ЭЦН	–
	ШГН	–
	бескомпрессорный газлифт	–
	внутрискваженный газлифт	–
	Бездействующие	14
	В испытании	–
	В бурении	–
	Ликвидированные	14
	Наблюдательные	1
	Фонд специальных скважины	Пробурено
В том числе:		
Наблюдательные		6
Нагнетательные		3

Все скважины эксплуатируются фонтанным способом. Распределение скважин по объектам эксплуатации выглядит следующим образом: на I эксплуатационный объект работает 51 скважина, совместно I+II объекты эксплуатируют 4 скважины и на III объект – одна скважина № Т-10. Однако при рассмотрении состояния вскрытия объектов эксплуатации в скважинах отмечается неполное вскрытие объекта I в 37 скважинах (в 11 скважинах эксплуатируется только башкирский горизонт, в 6 скважинах – серпуховский, в 3 скважинах – окский, в 12 скважинах – башкирский и серпуховский, в 5 скважинах – не вскрыт перфорацией башкирский горизонт). При этом скважины, в которых вскрыты два стратиграфических объекта, приурочены к склоновой и бортовой частям. Совместная эксплуатация нескольких горизонтов в скважинах не приводит к пропорциональному увеличению дебитов нефти, хотя и отмечается некоторое их увеличение.

Массовое разбуривание месторождения Тенгиз добывающими и нагнетательными скважинами в ближайшие годы не планируется, так как значительное наращивание добычи нефти возможно только после пуска в эксплуатацию Завода второго поколения. В настоящее время ТОО «Тенгизшевройл» осуществляет большую программу бурения оценочных скважин. К моменту составления технологической схемы разработки было пробурено 15 оценочных скважин, все они вскрыли II и даже III объекты. Рабочая программа бурения и углубления скважин, утверждённая ГКЗ РК, приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Рабочая программа бурения и углубления скважин

Годы	Ввод скважин из бурения за год			фонд скважин, пробуренных с начала разработки на начало года	фонд нагнетательных скважин на конец года
	всего	добывающих	нагнетательных		
2015	11	7	4	120	0
2016	3	3	0	131	4
2017	5	5	0	134	8

Восемь нагнетательных скважин включены в первую и вторую стадии проекта закачки сырого газа (ЗСГ-1 и 2):

- ЗСГ-1 (нагнетательные скважины №№ Т-220, Т-5646 и Т-5246);
- ЗСГ-2 (нагнетательные скважины №№ Т-5044, Т-5242, Т-5444, Т-5447 и Т-5848).

Коэффициент использования фонда скважин изменялся от 0,51 (2001 г.) до 0,98 (2010 г.), в среднем составил 0,77. Коэффициент эксплуатации изменялся от 0,44 (2004 г.) до 0,89 (2011 г.) и в среднем за весь период разработки составил 0,69. Достаточно низкие средние значения коэффициентов использования и эксплуатации фонда скважин во многом обусловлены отключением скважин, что связано с технологическим режимом работы нефтеперерабатывающего завода и его возможностями по переработке нефти.

## 2. Гидродинамические исследования скважин

На месторождении Тенгиз с целью контроля за разработкой проводятся два вида гидродинамических исследований:

1) *исследование методом восстановления давления*, осуществляемое при закрытии скважины для регистрации КВД после предшествующей её работы на одном (постоянном) режиме;

2) *комплексное гидродинамическое исследование*, включающее исследование методом установившихся отборов при отработке скважины на двух и более режимах и исследование неустановившейся фильтрации при последующей остановке скважины для снятия КВД.

Остановка скважин при проведении исследований по изменению статического градиента давления занимает от одной недели до четырёх недель в зависимости от свойств коллектора. Такой временной срок необходим для стабилизации пластового давления в коллекторе. Исследования, ведущиеся при помощи метода КВД, занимают от 2 до 4 недель, а промыслово-геофизические исследования идут от 5 до 7 дней.

Пластовое давление замеряется при помощи следующих методов:

- 1) остановка скважины до тех пор, пока пластовое давление не стабилизируется, затем проводятся исследования на предмет определения статического градиента (СГ);
- 2) испытание скважины при помощи метода КВД и последующий анализ кривой восстановления давления с целью оценки параметра проницаемости, строения пласта (сброс и т.д.) и пластового давления в коллекторе;
- 3) использование данных, считываемых с установленного в скважине стационарного глубинного манометра;
- 4) проведение исследований, связанных с восстановлением давления, используя при этом данные по замеру давления на устье и технологическую программу по преобразованию этих величин в величины давления на забое скважины.

Гидродинамические методы исследований (ГДИ) добывающих скважин позволяют:

- определять важнейшие фильтрационные параметры пласта и скважин – проницаемость пласта  $K$ , проводимость  $k \cdot h$ , степень совершенства вскрытия пласта скважиной (так называемый скин-фактор);
- замерять пластовые и забойные давления;
- определять коэффициент продуктивности скважин и другие параметры;
- строить карты изобар.

На основании результатов ГДИ проводится анализ текущего состояния разработки месторождения, эти данные используются при составлении технологических документов на разработку месторождения. Особенно эффективны исследования, которые проводятся систематически. ГДИ, проводимые в настоящее время на Тенгизе, можно подразделить на 3 группы.

*Первая группа исследований* – исследование скважин при установившемся режиме эксплуатации. На Тенгизе этим методом исследования охвачен весь фонд скважин. *Вторая группа исследований* скважин – исследования при неустановившемся режиме работы скважин, метод кривых восстановления давления (КВД). Методом КВД на Тенгизе исследовано около 100 скважин и определены основные параметры, характеризующие пласт и призабойную зону скважин: проницаемость  $K$ , проводимость  $k \cdot h$ , совершенство вскрытия пласта (скин-фактор  $S$ ). Эти данные использовались при построении компьютерной гидродинамической модели нефтяной залежи месторождения Тенгиз. Важную информацию по оценке состояния призабойной зоны пласта несёт определение скин-эффекта по данным исследования скважин методом КВД.

На Тенгизе определение этого параметра имеет особенно важное значение в связи с тем, что зачастую бурение при вскрытии пласта ведётся на воде без выхода циркуляции. В этой связи шлам не выносится на поверхность и остаётся в призабойной зоне пласта, а фильтрационные свойства пласта в призабойной зоне снижаются. Удаление шлама, воды и восстановление фильтрационных свойств призабойной зоны оценивается по величине и знаку скин-эффекта. Следует отметить, что проведение солянокислотных обработок (СКО) и кислотного гидрораз-

рыва (КГРП) резко снижает величину скин-эффекта. Высокопродуктивные скважины имеют, как правило, положительный и повышенный скин-эффект.

*Третья группа исследований* скважин включает методы исследования пласта по взаимодействию скважин и объектов разработки (гидропрослушивание) при возмущении однократном или многократном (метод гармонических волн). Гидродинамические исследования добывающих скважин позволяют определять не только параметры нефтяного пласта, что само по себе очень важно. В условиях трещиноватого пласта борта и крыльев необходимо выполнить специальные исследования, которые характеризовали бы поведение трещиноватого коллектора в процессе разработки, в первую очередь, при изменении пластового давления. Исследования методом установившихся отборов выполнены в большинстве случаев при двух режимах (штуцерах) с отработкой на каждом режиме 5 суток. Для исследования поведения трещиноватого коллектора необходимо исследование МУО на 4-5 режимах и получение индикаторной диаграммы в широком диапазоне забойных давлений. Если индикаторная диаграмма будет линейной, то это будет означать независимость свойств трещиноватого коллектора от изменения забойного давления; если линейность будет нарушена и индикаторная кривая будет изгибаться в сторону перепадов давления, то это будет означать смыкание трещин в призабойной зоне при низких забойных давлениях. Такие исследования рекомендуется провести по нескольким скважинам борта и крыльев.

### **3. Анализ исследования скважин при неустановившихся режимах (Pressure Transient Test)**

Исследования на неустановившихся режимах дают наиболее полную информацию о свойствах пласта. Общая схема проведения этих исследований состоит в следующем. Создают определённое воздействие на пласт, например, изменением дебита или давления в скважине. Затем проводят наблюдение за изменением дебита или давления в некоторой точке пласта. По полученной информации определяют гидродинамические свойства исследуемого пласта. Различают 2 основных вида исследований – исследование скважин и гидропрослушивание. Исследование

скважин заключается в наблюдении за изменением давления или дебита скважины во времени, вызванного изменением режима её работы. Наиболее часто проводится метод снятия *кривой восстановления давления* (КВД). Скважину останавливают и следят за восстановлением забойного или устьевого давления во времени. Аналогично снимаются *кривые падения давления* (КПД) при пуске скважины в работу.

Обсуждение ниже суммирует некоторые из интересных характеристик, наблюдаемых с помощью КВД Тестов (РТТ) в зоне «Рим», зоне «Крыло» и зоне «Платформа» на Тенгизе. Есть несколько общих заключений, которые можно сделать о качестве бассейна в различных областях месторождения Тенгиз. Различия в области «Рим – Крыло» и зоны «Платформа» диктуют различное применение стратегии стимуляции скважин.

Приведём основные заключения на основе КВД тестов:

- данные по КВД в зоне «Рим – Крыло» различны от данных, полученных в зоне «Платформа»;
- зоны «Рим» и «Крыло» характеризуются чрезвычайно высокой проницаемостью. Восстановление давления, наблюдаемое относительно скважин в зоне «Рим» и «Крыло», происходит почти мгновенно после продолжительных периодов производства;
- скважины зоны «Платформа» показывают более типичное радиальное гомогенное восстановление. Проницаемость в зоне «Платформа» – умеренная от 0,2 до 8 мДарси со средним приблизительно в 2 мДарси.

Различия в построениях КВД между зоной «Рим – Крыло» и зоной «Платформа» могут быть соблюдены относительно простого измерения давления/времени в течение построения КВД. Хотя много различных кривых используются, чтобы оценить реакцию построения, значительная информация может быть получена простым построением КВД. Различия в скважинах зоны «Рим – Крыло» и зоны «Платформа» представлены на рисунках 1-3.

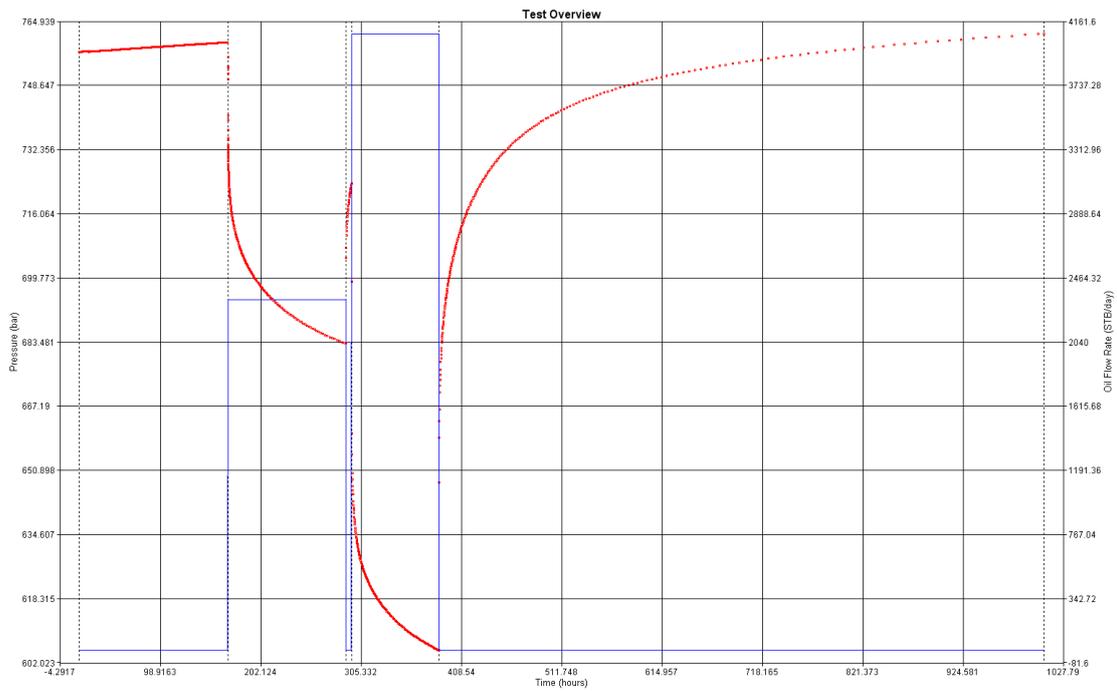


Рисунок 1 – Зона «Платформа» (скважина № Т-5К).

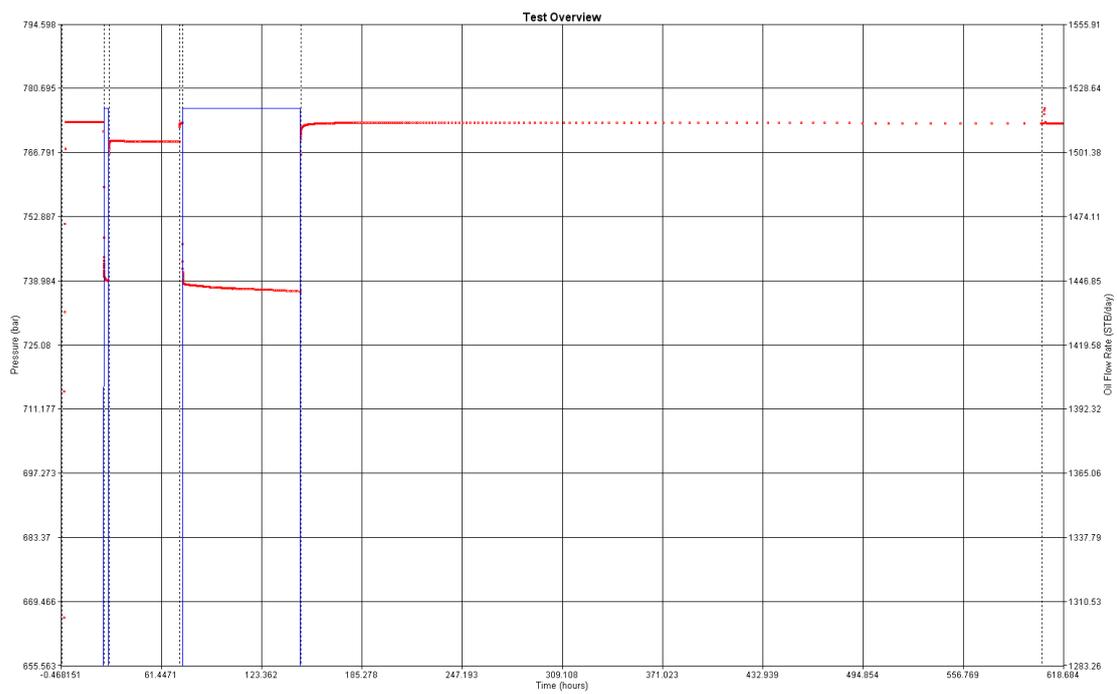


Рисунок 2 – Зона «Рим» (скважина № Т-102).

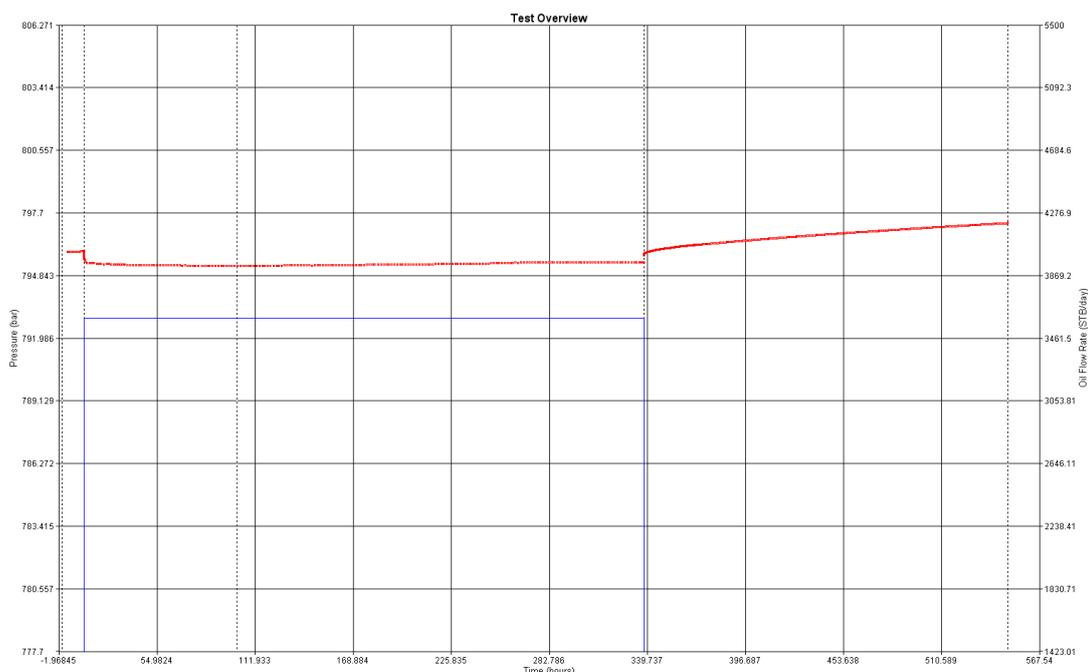


Рисунок 3 – Зона «Крыло» (скважина № Т-10).

Что является очень очевидным, анализируя рисунки 1-3, так это фундаментальное различие в начальном построения времени между скважинами зоны «Рим – Крыло» и зоны «Платформа». В скважинах зоны «Рим» и зоны «Крыло» произошло мгновенное построение кривой. Это особенно видно на рисунке 3, который хорошо показывает скважина № Т-10. Хотя, кажется, что скважина всё ещё восстанавливается в конце кривой, это происходит только из-за масштаба давления на левой оси. Скважина № Т-102 тоже быстро среагировала на восстановление давления, хотя есть сильное различие между забойным давлением в действующей и закрытой скважине. Это различие происходит из-за чрезвычайно сильного скин-повреждения скважины. В случае если бы скин-повреждения были бы удалены, то эта скважина не производила бы без спада и выглядела бы как скважина № Т-10. В таблице 4 приведены проницаемости, полученные из тестов скважин зоны «Рим» и зоны «Крыло». Заключение анализа КВД (РТТ) по зонам «Рим – Крыло» и зоне «Платформа» рассмотрено в пунктах 3.1 и 3.2.

Таблица 4 – Проницаемости, полученные из тестов скважин зоны «Рим» и зоны «Крыло»

№ скважины	Местонахождение	Интервалы перфорации, фут	Интервал притока, фут	Высота проницаемости, мД · фут	Проницаемость, фут	Комментарии
T-8	Рим	1040	246	3500	14,3	Имеется двойная проницаемость
T-10	Крыло	105	105	174803	1665	Проницаемость подсчитана путём сравнения притока и восстановления давления
T-16	Крыло	171	171	52887	309	Быстрое восстановление давления
T-43	Крыло	1040	111,2	3070	27,5	Восстановления давления показывает обширное повреждение (Skin = 115)
T-102	Рим	436,35	436,35	21253	48,75	Присутствуют сильные повреждения (Skin = 100)
T-104	Рим	262	262	11919	45	Skin = 89

### 3.1. Зоны «Рим» и «Крыло»

- высокая проницаемость;
- быстрое восстановление давления;
- система имеет превосходную сообщаемость как вертикальную, так и горизонтальную;
- стимуляционная деятельность должна сфокусироваться на удалении повреждений;
- продолжительность тестов PTT и SGS составляет меньше недели.

### 3.2. Зона «Платформа»

- низкая и средняя проницаемость;
- классическое медленное восстановление давления радиального гомогенного типа;
- медленное и среднее восстановление давления в течение значительного закрытого периода;
- ограниченный эффективный радиус влияния скважины;
- высокий скин-фактор после заканчивания;
- продолжительность тестов PTT и SGS составляет от 1 до 2 недель;
- стимуляционная деятельность должна иметь кислотные обработки (СКО должна увеличить продуктивность скважины).

#### **4. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов**

На данном этапе геологической изученности девонской части разреза месторождения нижняя граница нефти принята условно на отметке минус 5450 м за исключением районов скважин №№ Т-47 и Т-6337. В целом все объекты образуют единую гидродинамическую систему. Наличие вертикальной гидродинамической связи между объектами через обширные трещиноватые зоны в высокопроницаемых биогермных фациях бортовой и крыльевых частях месторождения доказывается наблюдаемым падением пластового давления во II объекте на фоне незначительных объёмов добычи нефти, а также однородностью свойств нефти по всем участкам и интервалам Тенгизского месторождения. Результаты опробования в открытом стволе модульно-динамическим пластоиспытателем (MDT) в процессе проводки скважин №№ Т-7252, Т-5857, Т-6337, Т-4346 и Т-6261 показали существование между объектом II (ниже зоны «Рим» – фланга объекта I) и объектом I гидродинамической связи через зоны, коллекторские свойства которых определяют трещины. Это подтверждается снижением давления в объекте II, где не было добычи вообще или где отбор нефти был незначительным и не мог повлиять на давление в районе скважин, где отмечено снижение.

Залежи нефти месторождения Тенгиз характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями. Для оценки величины начального пластового давления использовалась связь между значениями пластового давления по скважинам и глубиной, полученными по результатам обработки КВД и замеров статического градиента (SGS) на этапе геологоразведки рассматриваемого месторождения. Для построения зависимости «глубина – пластовое давление» использовались данные по давлениям на глубине замера, максимально приближённой к отметке середины интервала перфорации, чтобы при дальнейшем пересчёте через градиент давлений по скважинам к отметке середины перфорационного интервала ошибка за счёт поправки была минимальной. Начальное пластовое давление при градиенте вертикального давления 0,0183 МПа/м на глубине минус 4500 м составляет 82,35 МПа.

Пластовая температура на глубине минус 4500 м принята равной 109,4 °С по результатам обработки зависимости «глубина – температура». Величина геотермического градиента, полученная в результате термометрических исследований, осуществляемых совместно с замерами начального пластового давления, составила 1,86 °С/100 м. Исходя из аномально высоких пластовых давлений и высоких температур, наличия низкопоровых коллекторов в подошвенной части резервуара, а также учитывая очень слабые притоки пластовой воды из нижней части разреза, разработку месторождения предполагается осуществлять на упруго-замкнутом режиме. На месторождении Тенгиз с целью контроля за разработкой проводятся гидродинамические исследования, а именно:

- исследование методом восстановления давления, осуществляемое при закрытии скважины для регистрации КВД после предшествующей её работы на одном (постоянном) режиме;
- комплексное гидродинамическое исследование, включающее исследование методом установившихся отборов при отработке скважины на двух и более режимах и исследование неустановившейся фильтрации при последующей остановке скважины для снятия КВД;
- исследование интерференции между парами скважин.

На дату выполнения настоящей работы гидродинамические исследования на месторождении Тенгиз проводились в 68 скважинах. При этом получить результаты удалось по 60 скважинам, 53 из которых, согласно предложенной в проекте опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз схеме разделения залежей нефти на объекты, по добычным возможностям относятся к I объекту, одна скважина (№ Т-10) – к III объекту и 6 скважин совместно эксплуатируют I и II объекты. Общий объём проведённых исследований по I объекту составил 127 определений различных параметров пластовой системы, 2 исследования по III объекту и 7 исследований по совместно эксплуатируемым скважинам.

Специалистами ТОО «Тенгизшевройл» в 1999 году была разработана методика с использованием электронных приборов типа «Scada» или «Hyperlogger», которая позволяет проводить замеры режимных рабочих давлений и регистрации

кривых восстановления давления на устье скважин и пересчёта полученных давлений на забой. Данная методика позволила ТОО «Тенгизшевройл», во-первых, избежать влияния неблагоприятных факторов, воздействующих на измерительные приборы в пластовых условиях и, во-вторых, сократить время и средства, затрачиваемые на проведение исследования.

В течение 2010-2011 гг. только в семи скважинах осуществлены гидродинамические исследования с замером давления на забое с помощью приборов EMS-770 и PSP (скважины №№ Т-5к, Т-42, Т-103, Т-419, Т-463, Т-5050 и Т-5056), остальные исследования проведены на устье, хотя общеизвестно, что данные, полученные в результате глубинных исследований, отражают фактическое состояние скважины. Результаты сопоставления исследований, выполненных при помощи «Hyperlogger» с результатами глубинных замеров по скважинам, представлены в работе. Поэтому в дальнейшем необходимо продолжить исследовательские работы с целью подтверждения применимости методики Hyperlogger (проверка идентичности замеренного и пересчитанного давлений), которые позволят избежать существенных ошибок в определении основных пластовых параметров и при оценке энергетического состояния залежи. И в скважинах, где выполнены только устьевые исследования (№№ Т-105, Т-11, Т-40, Т-43 и Т-318), необходимо наряду с устьевыми исследованиями проводить также и глубинные замеры при последовательном чередовании исследований на устье и на забое.

Работы по интерпретации КВД в скважинах велись ТОО «Тенгизшевройл» с использованием программы «Pan system». В большинстве исследований необходимо отметить совпадение выбранных моделей скважины, пласта, границ и хорошую сходимость результатов обработок. В процессе интерпретации, основываясь на поведении кривой производной от давления, построенной в дважды логарифмических координатах (log-log) и учитывая особенности строения Тенгизского коллектора, для каждого исследования выбраны наиболее вероятные модели скважины, резервуара, границ, характеризующие соответственно прискважинную зону, удалённую зону и границы пласта.

Характер поведения кривой производной от давления на конечном участке в одних исследованиях указывает на отсутствие каких-либо границ (возможно границы не зафиксированы импульсом давления), то есть - на бесконечное распространение пласта в горизонтальной плоскости, в других – на наличие в пласте на определённом расстоянии ( $L$ ) от скважины линейной границы, которая является либо тектоническим нарушением, либо низкопроницаемой зоной с резким ухудшением фильтрационных характеристик коллектора. Полученные значения скин-фактора от  $(-6.5)$  до  $(-1.1)$  говорят об улучшенном состоянии призабойной зоны скважин №№ Т-11, Т-12, Т-40, Т-103, Т-117, Т-124 и Т-318. При наличии трещин в прискважинной зоне проявление скин-эффекта незначительное ( $S_{\max} = 0,806$ ).

Высокое значение скин-фактора, свидетельствующее о существенном загрязнении прискважинной зоны, получено для скважин №№ Т-4, Т-5к, Т-9, Т-102 и Т-106. Эти скважины являются первоочередными кандидатами на проведение мероприятий по интенсификации притока (СКО, КГРП). Динамика гидродинамических исследований выявила изменение таких параметров, как проводимость, проницаемость, скин-фактор, коэффициент продуктивности.

Изменение продуктивных и ёмкостно-фильтрационных характеристик пласта в скважинах вызвано:

- проведением мероприятий по дополнительной перфорации продуктивных горизонтов;
- проведением мероприятий по интенсификации притока в скважину (СКО, КГРП).

В 2010-2011 гг. было проведено гидропрослушивание между двумя парами скважин №№ Т-102 и Т-7; Т-103 и Т-1к для установления гидродинамической связи ними и для оценки основных пластовых характеристик, таких как проводимость, проницаемость, пьезопроводность. В комплексе с ними в возмущающих скважинах проводили исследования методом установившихся отборов.

Недостаточная охваченность гидродинамическими исследованиями скважин, дренирующих II объект как самостоятельно, так и совместно с I объектом, отрицательно сказывается на точности определения осредненных параметров для ус-

ловий II объекта, и, несомненно, требуется дальнейшее углубленное изучение для уточнения параметров пластовой системы и повышения представительности гидродинамической модели месторождения. В связи с этим при настоящем анализе всей имеющейся базы гидродинамических исследований результаты представлены в целом для Тенгизского месторождения.

Наиболее распространенной для условий данного резервуара является схема проведения гидродинамических исследований, при которой первоначально осуществляется испытание методом установившихся отборов (МУО) при работе скважины на двух режимах (штуцерах) с отработкой на каждом режиме 5 суток. После этого скважина останавливается на 30 суток для исследования методом восстановления давления со снятием кривой восстановления давления (КВД). При этом достоверность получаемой информации по емкостно-фильтрационной характеристике коллектора повышается с увеличением числа режимов при проведении исследований МУО. Особенностью проведения гидродинамических исследований скважин на месторождении Тенгиз на нестационарных режимах является остановка скважин на снятие КВД на 2 недели для скважин платформы и на 1 неделю для скважин склона и борта. При этом фактическое время на снятие КВД колебалось от 9 до 180 часов. Наиболее представительные результаты гидродинамических исследований скважин месторождения Тенгиз представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты исследования скважин и пластов

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту	Примечание
	скважин	измерений			
Начальное пластовое давление, МПа	22	22	77,89-85,36	82,35	принято по зависимости
Пластовая температура, °С	17	17	99,7-122,3	109,4	принято по зависимости
Геотермический градиент, °С/100 м				1,86	
Дебит нефти, тонн/сут.	57	57	60-2055	788,6	на последнюю дату
Обводнённость, вес. %				0	
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т				506,6	
Удельная продуктивность, $\frac{\text{м}^3 \cdot 10}{\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа}}$	36	36	0,000027-0,0374	0,0021	на последнюю дату
Удельная приёмистость, $\frac{\text{м}^3 \cdot 10}{\text{м} \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа}}$	–	–	–	–	
Гидропроводность, $\frac{\text{м}^3 \cdot 10^{-12}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$	39	39	38-316160	14824	
Приведённый радиус, м	36	36	$1 \cdot 10^{-30}$ - 66,51	4,18	
Пьезопроводность, 10 <sup>4</sup> м <sup>2</sup> /с	39	39	0,0000015-0,061	0,02	
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	39	39	$5 \cdot 10^{-4}$ - 1,98	0,066	
Дебит газа, тыс. нм <sup>3</sup> /сут.					

При разделении залежей нефти по фаціальным зонам объём представительных исследований параметров пластовой системы распределился следующим образом. Различие характеристики дебитов скважин по фаціальным зонам объясняется их емкостными и фильтрационными свойствами, которые для различных фаціальных зон существенно отличаются. В таблице 6 приведена сравнительная характеристика толщин подобъектов I объекта в различных фаціальных зонах. Как видно из таблицы, толщины подобъектов резко отличаются при переходе из зоны в зону.

Таблица 6 – Усреднённая характеристика толщин подобъектов I объекта в различных фаціальных зонах

Зоны	Средняя толщина горизонтов, м		
	Башкирский	Серпуховский	Окский
Платформа	90	100	240
Марджин	120	750	отс.
Баундстоун	10	350	отс.
Склон	40	200	50

Для оценки параметров коллектора в различных фаціальных зонах была проанализирована выборка гидродинамических исследований, выполненных по скважинам месторождения Тенгиз за период разведки и разработки. Такие параметры как проницаемость, гидропроводность и продуктивность скважин (параметр удельной продуктивности скважины не исследовался, так как в него вносится некоторая доля условности при использовании работающей мощности по PLT) усреднялись для максимальных и минимальных значений по группам скважин, попавших в те или иные фаціальные зоны. Результаты обработки приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Фильтрационная характеристика пласта и скважин по данным гидродинамических исследований

№№ п/п	№ скважины	Участок	Проницаемость K, мД	Проницаемость × толщину K · h, мД · м	Гидропровод ность, мД · м/сП	Вскрытая толщина h, м	Дебит Q, тонн/сут.	Коэффициент продуктивности, тонн/сут./бар
1	1К	Борт	105,5	6752	33760	64	1958	45,0
2	3К	Платформа	0,76	76	380	100	971	4,6
3	4	Борт	2,24	266,56	1333	119	444	1,26
4	5К	Платформа	0,62	62	310	100	408	1,56
5	6	Борт					1038	6,42
6	7	Борт	0,59	157,53	788	267	625	3,0
7	8	Борт	3,2	918,4	4592	287	667	4,0
8	9	Борт	46,2	7068,6	35343	153	1158	42,2
9	10	Склон	1976	63232	316160	32	1400	47,9
10	11	Платформа	1,86	187,86	939	101	300	2,0
11	12	Склон	3,67	216,53	1083	59	936	8,3
12	15	Платформа	5,64	558,36	2792	99	811	8,0
13	16	Склон	186	9672	48360	52	731	18,0
14	20	Борт					378	33,0
15	21	Платформа	8,43	531,09	2655	63	299	1,6
16	23	Борт					1377	28,5
17	27	Борт	60,8	3952	19760	65	1530	42,0
18	28	Борт					1534	30,5
19	38	Склон					200	0,6
20	40	Склон					125	0,8
21	42	Склон	15,4	4697	23485	305	1400	149,5
22	43	Склон	9,9	3583,3	17919	362	796	13,9
23	44	Борт	6,83	751,3	3757	110	523	10,2
24	47	Склон					483	1,5
25	72	Платформа	1,32	286,44	1432	217	200	0,8
26	102	Борт	30,14	3646,94	18235	121	754	3,4
27	103	Борт	2	318	1590	159	1075	4,0
28	104	Борт	38,19	3055,2	15276	80	700	1,52
29	105	Платформа	1,94	157,14	786	81	213	1,3
30	106	Платформа	1,3	78	390	60	125	0,6
31	107	Платформа	1,29	96,75	484	75	60	0,166
32	108	Борт					1624	56,6
33	110	Платформа					250	0,6
34	111	Платформа	1,405	101,16	506	72	626	3,1
35	112	Платформа	1,15	113,85	569	99	640	4,16
36	113	Платформа	0,55	119,9	600	218	700	8,0
37	114	Борт					400	1,18
38	115	Платформа	1,07	149,8	749	140	446	1,2
39	116	Платформа	23,66	757,12	3786	32	844	18,6
40	117	Платформа	0,05	7,6	38	152	300	1,0
41	118	Борт					2055	29,0
42	119	Платформа	0,1392	16,704	84	120	70	0,176
43	120	Платформа	0,55	137,5	688	250	325	0,96
44	121	Платформа	1	76	380	76	118	0,48
45	122	Борт	42,2	1477	7385	35	2035	18,5
46	123	Платформа	0,472	82,128	411	174	255	0,53
47	124	Платформа	0,36	75,24	376	209	373	0,82
48	220	Платформа	1,65	704,55	3523	427	1598	5,9
49	317	Платформа	3,51	803,79	4019	229	514	2,6
50	318	Платформа	2,53	680,57	3403	269	1200	9,0
51	320	Борт					1563	43,0
52	419	Платформа					526	1,9
53	463	Склон					350	1,2
54	1100	Склон					1953	40,0
55	1101	Борт					993	5,0
56	5050	Платформа					498	1,91
57	5056	Борт					1474	5,08
58	5857	Борт						4,97
Средние значения:								
По месторождению			66,41		14823,7	144,4		13,5
По борту			30,7		12893	133		19,2
По платформе			2,66		1274	146		4,1
По склону			438,2		81401	162		31,3

#### 4.1. Участок «Платформа»

Проницаемость оценивалась по 23 скважинам с диапазоном от 0,00059 до 0,1055 мкм<sup>2</sup> при среднем значении 0,0027 мкм<sup>2</sup>. Средняя величина гидропроводности составила  $1274 \frac{\text{м}^3 \cdot 10^{-12}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$  (23 определения). Коэффициент продуктивности на последнюю дату определялся по 27 скважинам, средняя величина которого при этом принята равной 0,41 тонн/сут./МПа.

#### **4.2. Участок «Борт»**

Среднее значение фильтрационной характеристики по результатам 11 определений равняется 0,0307 мкм<sup>2</sup>. Величина гидропроводности менялась от 788 до  $35343 \frac{\text{м}^3 \cdot 10^{-12}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$  при среднем значении  $12893 \frac{\text{м}^3 \cdot 10^{-12}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$  (11 определений). Коэффициент продуктивности по результатам исследований варьировался от 0,118 до 5,6 (тонн/сут.)/МПа при среднем значении 1,92 (тонн/сут.)/ МПа (20 определений).

#### **4.3. Участок «Склон»**

Наименее изученным по результатам гидродинамических исследований является данная фациальная зона – 5 определений проницаемости, средняя величина которой составляет 0,4382 мкм<sup>2</sup>; 5 определений гидропроводности, изменяющейся от 1083 до  $316160 \frac{\text{м}^3 \cdot 10^{-12}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$  при среднем значении  $81401 \frac{\text{м}^3 \cdot 10^{-12}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$ . Максимальное значение гидропроводности отмечено по скважине № Т-10. Очевидно, что при такой гидропроводности величина продуктивности по данной зоне превышает аналогичную характеристику других фациальных областей. По результатам 11 определений среднее значение коэффициента продуктивности для условий склоновой части месторождения составило 3,13 тонн/сут./МПа при разбросе значений от 0,06 до 14,95 тонн/сут./МПа.

Гидродинамические исследования скважин на стационарных и нестационарных режимах входят в обязательный комплекс промысловых исследований и должны проводиться в объёме, предусмотренном Технологической схемой.

На 01.01.2017 г. гидродинамические исследования на Тенгизском месторождении проведены в полном объёме, предусмотренном в Технологической схеме. В течение 2015-2016 гг. с целью оценки продуктивных и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и состояния призабойной зоны были проведены 56 гидродинамических исследований, из них 12 исследований методом анализа КВД (РТТ) и гидропрослушивания (SGI); 16 исследований по определению профиля притока (PLT) в 2015 году, 4 исследования РТТ и 24 PLT – в 2016 году. Также были проведены замеры статического градиента давления и температуры (ЗСГ) на забоях скважин. В 2015 году 28 замеров и 22 замера в 2016 году. Для этих замеров использовались глубинные приборы компании «Schlumberger» и стационарные глубинные манометры. Также с помощью стационарных глубинных манометров ТОО «Тенгизшевройл» ведёт мониторинг динамического забойного давления по времени в 34 скважинах. Эти приборы также позволяют записать КВД во время незапланированных остановок скважин. В дополнение к гидродинамическим исследованиям ТОО «Тенгизшевройл» провёл 34 каротажных работы по определению пористости и насыщенности коллектора, из них 11 работ в 2015 году и 23 работ в 2016 году. В 2016 году проведены работы по отбору глубинных проб пластовой жидкости в 3 скважинах с целью сравнения физико-химических свойств флюида. В таблицах 8 и 9 приведено количество проведённых исследований по годам. Результаты гидродинамических исследований приведены в таблицах 10 и 11. Полученные параметры ФЕС месторождения варьируют в пределах значений, приведённых в Технологической схеме и Анализе разработки. По результатам проведённых гидродинамических исследований были определены скважины кандидаты на проведение СКО для улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта. Для получения большего объёма информации о продуктивности скважин и фильтрационно-емкостных свойствах пластов-коллекторов комплекс гидродинамических исследований необходимо продолжить и проводить во всех скважинах в соответствии с рекомендациями Технологической схемы и «Единых правил разработки ...».

Таблица 8 – Промыслово-гидродинамические исследования, проведённые в 2015 году

ЗСГ		КВД и гидропрослушивание		PLT		Кавернометрия		RST	
21	03.01.2015	20	14.02.2015	4748	27.02.2015	20	15.02.2015	111	13.01.2015
419	18.02.2015	114	27.02.2015	14	05.03.2015	419	19.02.2015	21	20.01.2015
103	20.02.2015	8	20.03.2015	5963	15.03.2015	21	24.02.2015	115	05.02.2015
102	26.02.2015	115/317/220/5646 (SGI)	22.03.2015	6846	22.03.2015	124	28.02.2015	112	14.04.2015
5k	14.03.2015	72/5044/5246 (SGI)	23.03.2015	3938	30.03.2015	8	28.03.2015	115	15.06.2015
5246	29.03.2015	4635/43	05.05.2015	105	20.04.2015	112	18.04.2015	116	17.06.2015
4	02.04.2015	317 (SGI)	14.05.2015	4	25.04.2015	116	08.05.2015	120	02.08.2015
12	09.04.2015	21/5646/220 (SGI)	30.05.2015	123	05.06.2015	47	24.05.2015	14	16.08.2015
5044	22.04.2015	106/5044 (SGI)	20.06.2015	21	21.07.2015	1nt	28.05.2015	317	14.10.2015
116	07.05.2015	317/5444 (SGI)	15.10.2015	6743	30.07.2015	8nt	30.05.2015	318	12.12.2015
38	13.05.2015	5K/15 (SGI)	25.10.2015	124	10.08.2015	115	15.06.2015	113	06.12.2015
44	16.05.2015	14/5447 (SGI)	26.10.2015	7450	23.08.2015	9	20.06.2015		
20	20.05.2015			4629	30.08.2015	10	16.07.2015		
47	21.05.2015			6658	26.10.2015	120	24.07.2015		
1k	06.06.2015			4556	06.11.2015	113	05.12.2015		
115	13.06.2015			6457	14.11.2015				
108	14.06.2015								
9	20.06.2015								
8	22.06.2015								
117	23.06.2015								
118	21.07.2015								
317	26.07.2015								
28	22.08.2015								
6	17.09.2015								
113	02.10.2015								
43	23.10.2015								
72	21.12.2015								
5857	30.12.2015								

Таблица 9 – Промыслово-гидродинамические исследования, проведённые в 2016 году

ЗСГ		КВД		PLT		Кавернометрия		RST	
122	03.03.2016	318/5447	03.03.2016	5050	18.01.2016	44	02.10.2016	116	05.02.2016
23	18.04.2016	112	10.05.2016	3948	19.01.2016	24	06.11.2016	72	23.02.2016
7	25.04.2016	21	07.06.2016	116	04.02.2016			5050	27.02.2016
320	02.05.2016	108/5056/9	27.07.2016	72	21.02.2016			117	06.03.2016
1101	05.05.2016			5442	03.03.2016			5442	09.03.2016
44	27.06.2016			5442	10.03.2016			102	29.03.2016
6846	30.06.2016			113	14.03.2016			104	17.04.2016
104	28.07.2016			102	30.03.2016			23	20.04.2016
119	21.08.2016			117	02.04.2016			5850	02.05.2016
105	12.11.2016			5660	07.04.2016			1101	05.05.2016
15	ПГМД			104	16.04.2016			28	23.05.2016
220	ПГМД			23	22.04.2016			44	28.05.2016
5848	ПГМД			5632	23.04.2016			38	19.06.2016
72	ПГМД			29	08.06.2016			419	01.07.2016
5242	ПГМД			38	21.06.2016			4	06.07.2016
5442	ПГМД			6743	23.06.2016			320	18.07.2016
5848	ПГМД			320	19.07.2016			1k	06.08.2016
42	ПГМД			5853	31.08.2016			8	09.09.2016
5850	ПГМД			8	12.09.2016			220	16.09.2016
318	ПГМД			220	18.09.2016			44	29.09.2016
25	ПГМД			44	01.10.2016			42	11.10.2016
31	ПГМД			42	13.10.2016			6	21.10.2016
				6	22.10.2016			5646	24.10.2016
				5646	27.12.2016				

Таблица 10 – Результаты гидродинамических исследований за 2015-2016 гг. методом КВД (РТТ)

№№ скважин	Местоположение	Толщина пласта, м	Дата исследования	Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут. · МПа	Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> · м/МПа · с	Коэффициент пьезопроводности, м <sup>2</sup> /с	Скин-фактор	Проводимость, мкм <sup>2</sup> · м
8	Борт	442	март 2015 г.	0,138		2785.4	0,0143	2300	612,8
20	Борт	23	14.02.2015 г.	2,521	2730	263.6	0,1840	32	58,0
112	Платформа	217	май 2015 г.	0,005		5.14	0,0005	- 2	1,16
114	Борт	140	февраль 2015 г.	0,007	59,6	4.227	0,0005	22	0,93
317	Платформа	235	15.05.2015 г.	0,0004		0.477	0,00004	- 3	0,11

Таблица 11 – Результаты гидродинамических исследований в скважинах, исследованных на гидропрослушивание

№№ скв. реагир.	Местоположение	Дата исследования	№№ скв. возмущ.	Местоположение	Рстат., МПа	Скин-фактор	Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> *м/(МПа*с)
115	Платформа	01-03.2015 г.	220	Платформа	-	- 3,5	0,0096	3,35
			5646	Платформа	-	-	-	-
			317	Платформа	-	-	-	-
21	Платформа	05.2015 г.	220	Платформа	-	-	0,012	4,83
			5646	Платформа	-	-	-	-
4635	Склон	05.05.2015 г.	43	Склон	64	1,0	0,061	120,0
106	Платформа	06.2015 г.	5044	Платформа	-	- 4,0	0,008	1,09
317	Платформа	10.2015 г.	5444	Платформа	-	- 4,1	0,003	1,3
14	Платформа	10.2015 г.	5447	Платформа	57	- 4,0	0,019	2,9
5к	Платформа	09.2015 г.	15	Платформа	-	-	-	-
318	Платформа	02.2016 г.	5447	Платформа	-	- 2,0	0,004	5,3
72	Платформа	01-03.2016 г.	5246	Платформа	-	- 4,0	0,002	4,59
			5044	Платформа	-	- 4,0	0,003	4,71
108	Борт	06-07.2016 г.	5056	Борт	62.9	- 1,8	1,6	468,2
			9	Борт	-	-	-	-
11	Платформа	03-04.2016 г.	5044	Платформа	-	- 4,0	0,005	6,3
			5242	Платформа	-	-	0,004	6,0
106	Платформа	06.2015 г.	5044	Платформа	-	- 4,0	0,008	1,09
5848	Платформа	04-06.2016 г.	21	Платформа	-	- 3,0	0,006	9,6

## 5. Анализ выполнения мероприятий по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин, скважинного оборудования

Одним из важных методов, используемых при контроле за разработкой месторождения Тенгиз, являются гидродинамические исследования с использованием комбинированного прибора PLT фирмы «Schlumberger», содержащего датчики для одновременного замера в скважине температуры, давления, плотности и диэлектрических свойств флюида, скорости кабеля, естественной радиоактивности, укомплектованного расходомером и локатором муфт. В некоторых скважинах, эксплуатирующихся открытым стволом, для учёта влияния изменения диаметра скважины на показания расходомера проводятся замеры каверномером.

Интерпретация данных PLT исследований проводится с помощью программы «Emeraude». Основной задачей, решаемой PLT, является выделение интервалов притока, расчёт зональных дебитов, определение профиля притока, характера флюида, поступающего в скважину. Выделение работающих интервалов осуществляют на основании показаний расходомера, рассчитанной второй производной температуры и показаний других методов. Исследования PLT проводят в режиме остановленной скважины (статический) и в работающей скважине (динамический) при разных скоростях проходки приборов вниз и вверх, а также замеры при стоянке приборов на точках. В результате исследований получают следующие параметры: давление, температуру, плотность флюида, скорость вертушки, скорость записи, диаметр скважины, объём воды в потоке.

В течение 2015-2016 гг. исследования PLT выполнены в 38 скважинах. В таблице 12 приведены результаты по оценке долевого участия в общей добыче стратиграфических горизонтов по данным PLT за 2015-2016 гг. Кроме того, по материалам, предоставленным заказчиком, составлена таблица результатов исследований PLT, в которой отмечены даты и интервалы исследований, работающие толщины, объём притока в долях от общего потока в этих интервалах. Рассчитаны коэффициенты охвата выработкой как отношение суммарных работающих толщин ко всей толщине вскрытых эксплуатационных интервалов. В таблицах 13 и 14 приведены средние значения и диапазоны изменения коэффициентов охвата выработкой вскрытых для эксплуатации интервалов по объектам и по участкам месторождения.

Таблица 12 – Долевое участие в общей добыче стратиграфических горизонтов по данным PLT 2015-2016 гг.

Номер скважины	Положение	Дата проведения PLT	Процент от общего притока, %			
			Башкирский	Серпуховский	Визейский	Турнейский
T-102	Борт	30.03.2016	18,00	82,00		
T-104	Борт	16.04.2016	100			
T-23	Борт	22.04.2016	100			
T-320	Борт	19.07.2016		100		
T-4	Борт	25.04.2015		100		
T-44	Борт	13.11.2016	36,00	5,00	59,00	
T-4556	Борт	06.11.2015	65,66		34,34	
T-4748	Борт	27.01.2015	10,00	19,00	71,00	
T-6	Борт	22.10.2016	2,00	10,00	88,00	
T-6457	Борт	14.11.2015	34,79	65,21		
T-7450	Борт	23.08.2015		100		
T-8	Борт	12.09.2016	2,00		98,00	
T-6743	Борт	23.06.2016	100			
T-105	Платформа	20.04.2015	48,00	52,00		
T-113	Платформа	14.03.2016	2,00	39,30	58,70	
T-116	Платформа	04.02.2016	59,00	41,00		
T-117	Платформа	02.04.2016		26,00	74,00	
T-123	Платформа	05.06.2015		74,00	26,00	
T-124	Платформа	10.08.2015	17,80	41,56	40,64	
T-21	Платформа	21.07.2015	43,00	21,00	36,00	
T-220	Платформа	18.09.2016	100			
T-5050	Платформа	18.01.2016	18,90	26,28	54,82	
T-5442	Платформа	10.03.2016	18,00	20,00	62,00	
T5853	Платформа	31.08.2016		10,00	90,00	
T-6846	Платформа	22.03.2015		43,17	48,82	8,02
T-72	Платформа	21.02.2016	23,65	68,29	8,06	
T-38	Склон	21.06.2016	76,00	24,00		
T-3938	Склон	30.03.2015	41,35	58,65		
T-3948	Склон	19.01.2016			100	
T-42	Склон	13.10.2016		100		
T-4629	Склон	30.08.2015	100			
T-5632	Склон	23.04.2016	100			
T-5646	Платформа	17.12.2016	29,00	71,00		
T-5660	Склон	07.04.2016		100		
T-5963	Склон	15.03.2015	100			
T-6658	Склон	26.10.2015		100		

Таблица 13 – Средние значения и диапазоны изменения  $K_{охв}$  по объектам разработки

Объект	Коэффициент охвата выработкой $K_{охв(ср)}$	Минимальное значение	Максимальное значение	Количество скважин
I	0,36	0,03	0,97	19
I+II	0,29	0,01	0,90	10
I+II+III	0,12	0,02	0,22	5

Таблица 14 – Средние значения и диапазоны изменения  $K_{охв}$  по участкам месторождения

Участки	Коэффициент охвата выработкой $K_{охв(ср)}$	Минимальное значение	Максимальное значение	Количество скважин
Платформа	0,42	0,10	0,97	15
Борт	0,26	0,02	0,90	13
Склон	0,10	0,01	0,33	6

## 6. Выводы

На основании анализа имеющихся материалов по интерпретации PLT можно сделать следующие выводы:

- наиболее высокими коэффициентами охвата выработкой  $K_{охв}$  (более 0,5) характеризуются пять скважин (№№ Т-105, Т-123, Т-124, Т-21 и Т-220), расположенные на платформе и эксплуатирующие I объект и три бортовые скважины (№№ Т-4748 и Т-6), эксплуатирующие I+II объект, и скважина № Т-104, эксплуатирующая I объект;

- из платформенных скважин наименьшими  $K_{охв}$  (до 0,12) характеризуются скважины №№ Т-116, Т-117 и Т-29, из бортовых – скважины №№ Т-4, Т-6743, Т-7450 и Т-6457, из склоновых – скважины №№ Т-5632, Т-4629, Т-42 и Т-5963;

- в целом наиболее высокими коэффициентами охвата выработкой  $K_{охв}$ , рассчитанными по данным PLT, характеризуются I и I+II объекты, соответственно, 0,36 и 0,29 (таблица 13);

- скважины, расположенные на платформе и борте, также характеризуются более высокими средними значениями ( $K_{охв} = 0,42$  и  $0,26$ ) по сравнению со скважинами, расположенными на склоне (таблица 14).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз. – Алма-Ата: СП «Тенгизшевройл», 2015.
2. Комплексная схема охраны природы при освоении нефтяных и газовых месторождений в Западном Казахстане (корректировка). Том 1. Показатели добычи нефти по месторождениям Эмбинского и Махамбетского районов. Охрана окружающей среды при строительстве скважин. – Алма-Ата, 2009.

3. Оценка уровня загрязнения компонентов окружающей среды токсичными веществами отходов производства и расчёт лимитов их размещения на 2015 г. для СП «Тенгизшевройл». Экопроект. – Алматы, 2016.
4. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Промсвещение - Юг», 2011. – 603 с.
5. Характеристика месторождения Тенгиз[Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26_0.html)
6. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М.: Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397-405.
7. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М.: Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 3'2015. – С. 44-48.
8. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Определение влияния геологических и технологических факторов на производительность горизонтальных скважин на примере морского нефтяного месторождения Кравцовское Д-6 // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2015. – № 3. – С. 81-99 Режим доступа: <http://www.id-yug.com/images/id-yug/SET/2015/3/Petrushin-Arutunyan-2-81-99.pdf>
9. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области) // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М.: Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 4'2015. – С. 34-44 Режим доступа: <http://elibrary.ru/item.asp?id=25201785>
10. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ, 2016. – № 1. – С. 43-47.
11. Савенок О.В., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 23-28.
12. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М.: Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 2/2016. – С. 47-58.
13. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Сезар Лину Андре, Ганга Иванов Адриану Табита. Анализ гидродинамических исследований скважин на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 1. – С. 51-76 Режим доступа: <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/1/2017-1-51-76.pdf>
14. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Абдулсалам Мустафа Чуквемека Агустин Окечукву. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин для решения практических задач // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 1. – С. 77-88 Режим доступа: <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/1/2017-1-77-88.pdf>
15. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские

чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей [под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок]. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 215-226 Режим доступа: <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-215-226.pdf>

16. Шальская С.В., Савенок О.В., Петрушин Е.О. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Интерпретация результатов гидродинамических исследований» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2015. – 44 с.
17. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск: Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
18. Савенок О.В., Шальская С.В., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2017.
19. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
20. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.

## REFERENCES

1. Proekt opytно-promyshlennoj ehkspluatatsii mestorozhdeniya Tengiz Alma-Ata SP Tengizshevrojl 2015
2. Kompleksnaya skhema ohrany prirody pri osvoenii neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij v Zapadnom Kazahstane korrekcirovka Tom 1 Pokazateli dobychi nefiti po mestorozhdeniyam EHmbinskogo i Mahambet-skogo rajonov Ohrana okruzhayushchej sredy pri stroitelstve skvazhin Alma-Ata 2009
3. Ocenka urovnya zagryazneniya komponentov okruzhayushchej sredy toksichnymi veshchestvami othodov proizvodstva i raschyot limitov ih razmeshcheniya na 2015 g dlya SP Tengizshevrojl EHkoproekt Almaty 2016
4. Bulatov A I Voloshchenko E YU Kusov G V Savenok O V EHkologiya pri stroitelstve neftyanyh i gazovyh skvazhin uchebnoe posobie dlya studentov vuzov Krasnodar ООО Prosveshchenie - YUg 2011 603 s
5. Harakteristika mestorozhdeniya Tengiz EHlektronnyj resurs Rezhim dostupa [http://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26_0.html)
6. Petrushin E O Savenok O V Arutyunyan A S Analiz sovremen-nyh tekhnologij interpretatsii rezultatov gidrodinamicheskikh issle-dovaniy gorizontalnyh skvazhin Gornyj informacionno-analiticheskij byulleten nauchno-tekhnicheskij zhurnal M Izdatelstvo Gornaya kniga 2015 10 S 397-405
7. Petrushin E O Savenok O V Arutyunyan A S Razrabotka matematicheskoy modeli izmeneniya davleniya v processe issledovaniya gorizontalnyh skvazhin Nauchno-tekhnicheskij zhurnal Inzhener-nefityanik M Izdatelstvo ООО Aj Di EHs Drilling 2015 3 2015 S 44-48
8. Petrushin E O Arutyunyan A S Opredelenie vliyaniya geologicheskikh i tekhnologicheskikh faktorov na proizvoditelnost gorizontalnyh skvazhin na primere morskogo neftyanogo mestorozhdeniya Kravcovskoe D-6 Nauchnyj zhurnal NAUKA TEKHNIKA TEKHNologii politekhnicheskij vestnik Krasnodar ООО Izdatelskij Dom YUg 2015 3 S 81-99 Rezhim dostupa <http://www.id-yug.com/images/id-yug/SET/2015/3/Petrushin-Arutunyan-2-81-99.pdf>
9. Petrushin E O Savenok O V Arutyunyan A S Interpretatsiya rezultatov ispytaniya gorizontalnyh skvazhin i analiz poluchennyh dannyh na primere Pamyatno-Sasovskogo neftyanogo

- mestorozhdeniya Volgogradskoj oblasti Nauchno-tehnicheskij zhurnal Inzhener-neftyanik M Izdatelstvo OOO Aj Di EHs Drilling 2015 4 2015 S 34-44  
Rezhim dostupa <http://elibrary.ru/item.asp?id=25201785>
10. Petrushin E O Savenok O V Arutyunyan A S Razrabotka metodiki opredeleniya parametrov plasta po dannym issledovaniya gorizontalnyh skvazhin i ozenka primenimosti poluchennyh dannyh Nauchno-tehnicheskij zhurnal Stroitelstvo neftnyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more M VNIIOEHNG 2016 1 S 43-47
  11. Savenok O V Petrushin E O Arutyunyan A S Analiz sushchestvuyushchih metodov opredeleniya parametrov plasta po dannym gidrodinamicheskikh issledovaniy gorizontalnyh skvazhin Nauchno-tehnicheskij zhurnal Neftepromyslovoe delo M VNIIOEHNG 2016 4 S 23-28
  12. Petrushin E O Savenok O V Arutyunyan A S Analiz primeneniya metodiki opredeleniya parametrov plasta po dannym issledovaniya gorizontalnyh skvazhin eyo osobennosti i novye vozmozhnosti Nauchno-tehnicheskij zhurnal Nauka i tekhnika v gazovoj promyshlennosti M Izdatelstvo OAO Gazprom promgaz 2016 2 2016 S 47-58
  13. Petrushin E O Arutyunyan A S Sezar Linu Andre Ganga Ivanov Adrianu Tabita Analiz gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin na Urengojском neftegazokondensatnom mestorozhdenii Nauchnyj zhurnal NAUKA TEKHNIKA TEKHNLOGII politeknicheskij vestnik Krasnodar OOO Izdatelskij Dom YUG 2017 1 S 51-76 Rezhim dostupa [http://id-yug.com/images/id-yug/SET\\_2017\\_1\\_2017-1-51-76.pdf](http://id-yug.com/images/id-yug/SET_2017_1_2017-1-51-76.pdf)
  14. Petrushin E O Arutyunyan A S Abdulsalam Mustafa CHukvumeka Agustin Okechukvu Analiz primeneniya metodiki opredeleniya parametrov plasta po dannym issledovaniya gorizontalnyh skvazhin dlya resheniya prakticheskikh zadach Nauchnyj zhurnal NAUKA TEKHNIKA TEKHNLOGII politeknicheskij vestnik Krasnodar OOO Izdatelskij Dom YUG 2017 1 S 77-88 Rezhim dostupa [http://id-yug.com/images/id-yug/SET\\_2017\\_1\\_2017-1-77-88.pdf](http://id-yug.com/images/id-yug/SET_2017_1_2017-1-77-88.pdf)
  15. Petrushin E O Arutyunyan A S Leshkovich N M Diagnostika gazovoj skvazhiny po rezul'tatam gidrodinamicheskikh issledovaniy pri ustanovivsheysya filtracii Bulatovskie chteniya materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii 31 marta 2017 goda v 5 tomah sbornik statej [pod obshch red d-ra tekhn nauk prof O V Savenok] Krasnodar Izdatelskij Dom YUG 2017 T 2 Razrabotka neftnyanyh i gazovyh mestorozhdenij S 215-226 Rezhim dostupa [http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov\\_2017\\_2\\_PDF\\_2017-V2-215-226.pdf](http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov_2017_2_PDF_2017-V2-215-226.pdf)
  16. SHalskaya S V Savenok O V Petrushin E O Interpretaciya rezul'tatov gidrodinamicheskikh issledovaniy metodicheskie ukazaniya k prakticheskim zanyatiyam po discipline Interpretaciya rezul'tatov gidrodinamicheskikh issledovaniy dlya studentov-bakalavrov vsekh form obucheniya i MIPPS napravleniya podgotovki 21 03 01 Neftegazovoe delo profil EHkspluataciya i obsluzhivanie obektov dobychi nefti Krasnodar OOO Izdatelskij Dom YUG 2015 44 s
  17. Popov V V Tretyak A YA Savenok O V Kusov G V SHvec V V Geofizicheskie issledovaniya i raboty v skvazhinah uchebnoe posobie Novocherkassk Izdatelstvo Lik 2017 326 s
  18. Savenok O V SHalskaya S V Arutyunyan A S Interpretaciya rezul'tatov gidrodinamicheskikh issledovaniy uchebnoe posobie Krasnodar Izd FGBOU VO KubGTU 2017
  19. Bulatov A I Savenok O V Kapitalnyj podzemnyj remont neftnyanyh i gazovyh skvazhin v 4 tomah Krasnodar OOO Izdatelskij Dom YUG 2012-2015 T 1-4
  20. Bulatov A I Savenok O V Praktikum po discipline Zakanchivanie neftnyanyh i gazovyh skvazhin v 4 tomah uchebnoe posobie Krasnodar OOO Izdatelskij Dom YUG 2013-2014 T 1-4

## **DETERMINATION OF THE EFFECTIVENESS OF THE USE OF HYDRODYNAMIC STUDIES OF WELLS IN THE TENGIZ FIELD**

**Petrushin E. O.<sup>1</sup>, Arutyunyan A. S.<sup>2</sup>, Habineza F.<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> JSC «Pechoraneft», [epetrushin@yahoo.com](mailto:epetrushin@yahoo.com)

<sup>2</sup> Kuban State Technological University, [mereniya@mail.ru](mailto:mereniya@mail.ru)

The Tengiz field of the Republic of Kazakhstan has an exceptionally complex geological and physical structure. Nevertheless, the results of the pilot production of the deposit and the very large complex of research works carried out by «Tengizchevroil» (a detailed computer geological and physical model of the deposit and then a hydrodynamic three-dimensional multi-phase computer model based on it) allow us to outline the current ways The most effective development of this one of the largest deposits of the world. The main methods of hydrodynamic studies of wells in the Tengiz field are considered in the article, and important conclusions were made about the mechanism for increasing the productivity of the Tengiz field wells as a result of various studies.

**Keywords:** hydrodynamic studies of wells; analysis of well testing under unsteady conditions; analysis of the results of well and formation hydrodynamic studies; characteristic of productivity and modes of wells and formations; control over the development of reservoir; control over the condition and operation of wells; control over the state of downhole equipment.